



MAX-PLANCK-GESELLSCHAFT

**Wissenschaftszentrum
Nordrhein-Westfalen**
Institut Arbeit
und Technik



Kulturwissenschaftliches
Institut

**Wuppertal Institut für
Klima, Umwelt, Energie**
GmbH

Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas- Exportpipeline-Systems

Ergebnisse und Hochrechnungen
empirischer Untersuchungen
in Russland



**Projekt im Auftrag der
E.ON Ruhrgas AG**

Wuppertal Institut für
Klima, Umwelt und Energie
in Zusammenarbeit
mit dem Max-Planck-Institut für Chemie,
Mainz

Wuppertal und Mainz
Februar 2005

Endbericht

IMPRESSUM

Projektleitung

Stefan Lechtenböhmer

Autoren:

Wuppertal Institut

Stefan Lechtenböhmer

Carmen Dienst

Dr. Manfred Fishedick

Thomas Hanke

Thomas Langrock

Max-Planck-Institut

Dr. Sergej S. Assonov

Dr. Carl Brenninkmeijer

Unter Mitarbeit von:

Martin Gürtler

Prof. Dr. Peter Hennicke

Sylvia Kruse

Prof. Dr. Jos Lelieveld

Mehr Informationen unter:

www.wupperinst.org

www.mpch-mainz.mpg.de

Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund der Untersuchung	1
1.1	Die Emissionscharakteristik verschiedener fossiler Energieträger	1
1.2	Die Bedeutung der indirekten Emissionen	2
1.3	Gründe für eine erneute Messkampagne	4
1.4	Abgrenzung der Untersuchung	6
2	Das Erdgas-Ferntransportnetz in Russland	7
3	Messungen am Ferngasnetz in Russland	10
3.1	Die Standorte	10
3.2	Emissionsquellen an Kompressorstationen und Pipelines	12
3.3	Die Messungen	14
3.4	Dokumentation und Qualitätssicherung	15
3.5	Ermittlung weiterer betriebsbedingter Emissionen	16
4	Die Emissionsberechnung	19
5	Ergebnis: Treibhausgasemissionen des russischen Gasexports	22
5.1	Treibhausgasemissionen der Exportkorridore	22
5.2	CH ₄ -Emissionskennwerte	23
5.3	Spezifische Emissionen und Unsicherheitsanalyse	25
6	Die Treibhausgasemissionen fossiler Energieträger in Deutschland im Vergleich	27
7	Zusammenfassung und Fazit	30
	Hintergrund	30
	Neue unabhängige Messungen in Russland	31
	Ergebnis	31
	Fazit	32
8	Fotodokumentation	34
9	Dokumentation der Ergebnisse	38
10	Literatur	39

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Direkte CO ₂ -Emissionen fossiler Brennstoffe im Vergleich _____	1
Abbildung 2:	Indirekte Emissionen der vorgelagerten Prozesskette der in Deutschland genutzten fossilen Energieträger nach GEMIS _____	2
Abbildung 3:	Direkte und indirekte Emissionen fossiler Energieträger nach verschiedenen Bezugsgrößen und Angaben _____	3
Abbildung 4:	Übersichtskarte Export- und Transitkorridore _____	7
Abbildung 5:	Altersstruktur und Leistung der Maschinen und Pipelines der Exportkorridore _____	9
Abbildung 6:	Messkampagnen an den russischen Erdgas-Exportpipelines _____	11
Abbildung 7:	Typisches Schema eines Anlagenkomplexes („Halle“) einer Verdichterstation _____	13
Abbildung 8:	Typisches Schema eines Schieberknotens einer Pipeline _____	14
Abbildung 9:	Konfidenzintervalle der Treibhausgasemissionen des russischen Gasexports _____	26
Abbildung 10:	Direkte und indirekte Treibhausgasemissionen bei der Verbrennung fossiler Energieträger – Studienvergleich _____	27
Abbildung 11:	Treibhausgasemissionen von Energieträgern auf dem deutschen Markt im Vergleich _____	32

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Charakteristika des Ferngasnetzes der Gazprom und der Exportkorridore _____	8
Tabelle 2:	Ausgewählte Stationen und bemessene Maschinen- und Pipelineabschnitte der Messkampagne 2003 mit Altersangaben der Betriebsteile _____	10
Tabelle 3:	Beispielhafte Emissionsfaktoren für die betriebsbedingten Freisetzen der Kompressorstationen und Ferngasleitungen sowie für die Havarie bedingten Gasverluste _____	17
Tabelle 4:	Ergebnis der Monte-Carlo Analysen zu CH ₄ -Emissionsfaktoren der gemessenen Betriebs- und Anlagenteile an Kompressorstationen und Pipelines _____	20
Tabelle 5:	Treibhausgasemissionen der Exportkorridore (2003) _____	22
Tabelle 6:	CH ₄ -Emissionskennwerte für Pipelines, Kompressorstationen sowie Förderung und Aufbereitung – Vergleich der Ergebnisse der Messkampagnen 1996/97 und 2003 _____	24
Tabelle 7:	Indirekte Treibhausgasemissionen des russischen Erdgases frei deutsche Grenze _____	28
Tabelle 8:	Kennwerte zur Hochrechnung der Emissionen _____	38

1 Hintergrund der Untersuchung

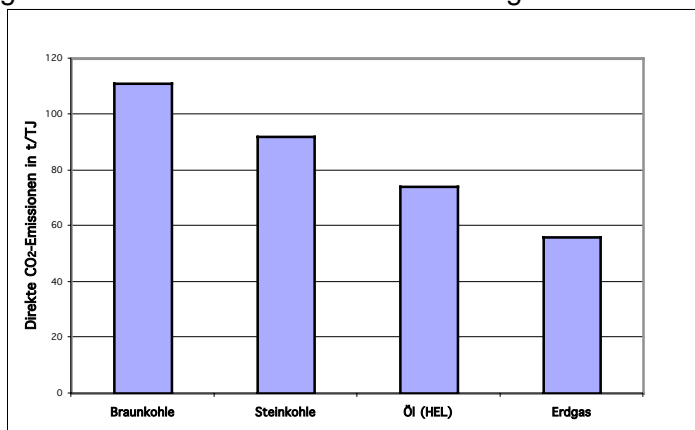
Über 90% der in den europäischen Industriestaaten zur Elektrizitäts-, Kraft- und Wärmeerzeugung genutzten Energie basiert auf der Verbrennung fossiler Energieträger. Gleichzeitig tragen die Förderung und der Transport dieser Brennstoffe in nicht geringem Maße zu den Treibhausgasemissionen der ex- und importierenden Länder bei. Welche Rolle dabei dem Erdgas zukommt, d.h. welche Klimarelevanz insbesondere das aus Russland nach Deutschland importierte Erdgas im Vergleich zu anderen fossilen Brennstoffen innehat, ist Gegenstand des hier dargestellten Forschungsvorhabens.

Im Auftrag der E.ON Ruhrgas AG¹ hat das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie gemeinsam mit dem Max-Planck-Institut für Chemie eine umfangreiche Messkampagne durchgeführt, um die Lücken in der bisherigen Datenlage zu schließen und das Wissen über die Emissionen aus der Erdgasprozesskette von Russland bis nach Deutschland zu vervollständigen.

Voraus ging diesem Forschungsvorhaben eine detaillierte Analyse der bis dato vorliegenden Studien, Daten und Prozesskettenanalysen (vgl. Lechtenböhmer u.a. 2003, Wuppertal Institut 2003).

1.1 Die Emissionscharakteristik verschiedener fossiler Energieträger

Vergleicht man die Höhe der direkten CO₂-Emissionen, d.h. derjenigen Emissionen, die vor Ort bei der Verbrennung unabhängig von den vorgelagerten Prozessketten entstehen, ist die in Abbildung 1 dargestellte Rangfolge zwischen den fossilen Energieträgern festzustellen. Hiernach weist Erdgas mit rund 56 t CO₂ pro TJ die geringsten direkten Emissionen auf².



Quelle: Wuppertal Institut 2004, basierend auf Daten des Umweltbundesamtes (2003)

Wird zusätzlich noch der hohe Wirkungsgrad von Gaskraftwerken (bis zu 58% bei GuD-Kraftwerken) berücksichtigt, steht Erdgas im Verhältnis zu den übrigen fossilen Brennstoffen in Bezug auf die durch seine Nutzung entstehenden Treibhausgasemissionen sehr positiv da.

Abbildung 1: Direkte CO₂-Emissionen fossiler Brennstoffe im Vergleich

Die Höhe der direkten Kohlendioxid-Emissionen kann zwar je nach Brennstoffqualität und Art der Verbrennungstechnik leicht schwanken, wird von der Fachwelt aber nicht in

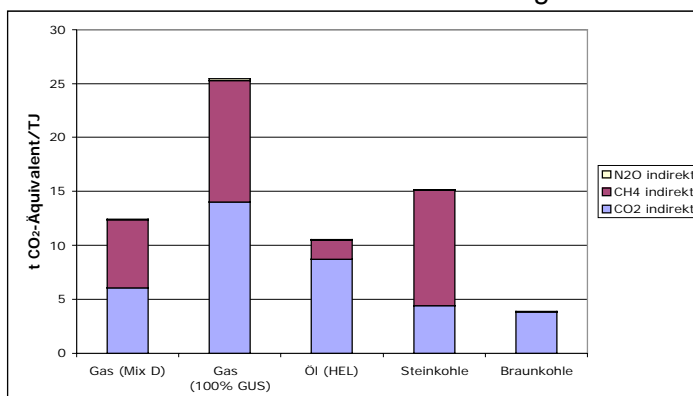
¹ vormals Ruhrgas AG

² Heizöl(HEL) 74 t/TJ; Steinkohle 92 t/TJ; Braunkohle 111 t/TJ (Quelle: Umweltbundesamt 2003); die Emissionen von CH₄ und N₂O spielen bei modernen Verbrennungstechniken nahezu keine Rolle. In stationären Feuerungsanlagen in Deutschland liegen sie – bezogen auf die Treibhausgaswirkung – im Regelfall unter 1 % der CO₂-Emissionen.

Zweifel gezogen und ist daher auch nicht Gegenstand der derzeitigen klimapolitischen Diskussion. Diese dreht sich vielmehr um die Quantifizierung der so genannten indirekten Emissionen fossiler Brennstoffe. Wesentliche Unterschiede lassen sich hier entsprechend in der Art der Förderung, der Aufbereitung, des Transportes, sowie der bei diesen Prozessschritten entstehenden Treibhausgasemissionen, feststellen. Neben CO_2 sind auch die Emissionen anderer Treibhausgase, vor allem von CH_4 , von Bedeutung. Anders als bei den direkten Emissionen ist hierbei entscheidend, welche Annahmen für die Bezugsquellen und die Verluste entlang des Transportweges getroffen werden.

1.2 Die Bedeutung der indirekten Emissionen

Werden die indirekten Emissionen aus Förderung, Aufbereitung und Transport der verschiedenen fossilen Energieträger die auf dem deutschen Markt eine Rolle spielen verglichen, so zeigt sich, dass sie bei fast allen Energieträgern relevant sind (vgl. Abb.2). Den CH_4 - und CO_2 -Emissionen kommt dabei eine gleichermaßen hohe Bedeutung zu, während die Lachgasemissionen (N_2O) eher zu vernachlässigen sind. Die Emissionen der vorgelagerten Prozesskette für Erdgas (derzeitiger Bezugsmix in Deutschland) liegen in einer vergleichbaren Größenordnung wie etwa für Steinkohle und Heizöl (HEL)³. Nur die indirekten Emissionen der Braunkohle sind deutlich niedriger als die anderer fossiler Energieträger, denn hier sind nahezu ausschließlich die mit dem Energieverbrauch der Förderung verbundenen CO_2 -Emissionen relevant. Während bei der Steinkohle neben dem Energieverbrauch für die Förderung vor allem auch



Quelle: Gemis 4.13 (2002)

Abbildung 2: Indirekte Emissionen der vorgelagerten Prozesskette der in Deutschland genutzten fossilen Energieträger nach GEMIS

die Grubengasaustritte von Bedeutung sind, stammen die vorgelagerten Emissionen beim derzeitigen Bezugsmix für Öl aus einer Vielzahl von verschiedenen Prozessen (z. B. Transport per Schiff, Wärmebereitstellung bei Förderung und Aufbereitung etc.). Bei Erdgas ist sowohl der Energieaufwand zum

Transport des Gases als auch die Freisetzung von Erdgas durch Leckagen relevant.

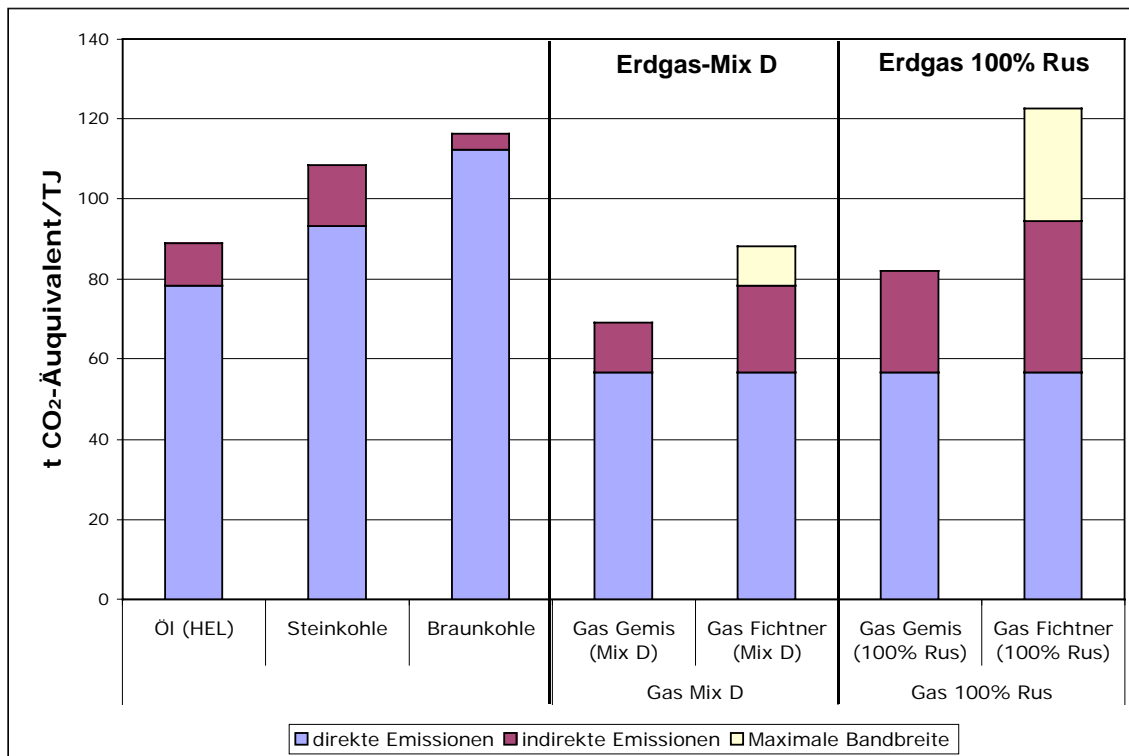
Erdgas kann potentiell in den

Fördergebieten (u.a. beim Niederbringen von Bohrungen, Freiblasen von Bohrlöchern und der Aufbereitung), beim Transport (v.a. durch Verbrennung als Antriebsgas in den Verdichterstationen, sowie Wartungen und Leckagen) und bei der Endverteilung freigesetzt werden. Zu beachten ist in diesem Fall, dass im Vergleich zu dem bei der

³ Gemäß den Angaben in Gemis (Öko-Institut 2002)

Verbrennung emittierenden Kohlendioxid, Erdgas mit dem Hauptbestandteil Methan unverbrannt ein um das 21fache höhere Treibhausgaspotential⁴ aufweist.

In Abbildung 2 wird aber auch deutlich, dass – folgt man den in GEMIS⁵ bisher zugrunde gelegten Daten - sich die Emissionen der vorgelagerten Prozesskette von Erdgas in etwa verdoppeln würden, wenn theoretisch das gesamte in Deutschland abgesetzte Erdgas aus Russland bezogen würde. Werden andere Aussagen herangezogen, so bewegen sich die indirekten Emissionen sogar in weit höheren Dimensionen (vgl. Abb.3).



Quelle: eigene Berechnungen Wuppertal Institut, Gemis 4.2 (Öko-Institut 2002), Fichtner (2001)

Abbildung 3: Direkte und indirekte Emissionen fossiler Energieträger nach verschiedenen Bezugsgrößen und Angaben

Die Höhe der indirekten Emissionen der Erdgasförderung und des Transports in Russland ist somit der entscheidende Punkt für die Einschätzung der Klimawirksamkeit der in Deutschland genutzten Energieträger. Treibhausgasemissionen sind nach den

⁴ Der neueste Bericht des IPCC (Third Assessment Report (IPCC 2001)) gibt für Methan die 23-fache Treibhausgaswirkung im Vergleich zu CO₂ und bezogen auf einen Zeitraum von 100 Jahren an. Rechtlich bindend für die mit dem Kyoto-Protokoll zusammenhängenden Belange ist aber der Second Assessment Report (IPCC 1995), in dem das Treibhausgaspotential auf 21 festgelegt ist. Daher wird in den hier vorgestellten Berechnungen durchgängig der Wert von 21 verwendet.

⁵ GEMIS 4.13 (Öko Institut 2002) „Gesamt Emissionsmodell Integrierter Systeme“ - Computer gestütztes Analysemodell zur Abbildung von Prozesskettensystemen und Klimabilanzen; gemeinsam mit Ecoinvent das heute am meisten verwandte Emissionsmodell im Bereich der Prozessketten von Energieträgern

Vorgaben des IPCC⁶ bzw. des Kyoto-Protokolls dem Land zuzuordnen, in dem die Emissionen freigesetzt werden, im Falle des aus Russland importierten Erdgases wären das Russland und die Transitstaaten. Im Sinne einer globalen Betrachtung des Ausstoßes von klimarelevanten Treibhausgasen, sind für die bundesdeutsche und europäische klimapolitische Diskussion aber auch die vorgelagerten Emissionen der hier genutzten Brennstoffe von Bedeutung.

In der Vergangenheit beruhten die Annahmen zur Höhe der indirekten Emissionen des Erdgases entlang der russischen Bereitstellungskette nur auf groben Schätzungen (z.B. Rabchuk et al. 1991). Man schätzte sie z.T. auf einen Wert von 5% des geförderten Gases, was weit über den Emissionen anderer Förderländer lag, die sich in Größenordnungen um 0,7 – 1,5% bewegten. Mit der Durchführung von zwei Messkampagnen der Ruhrgas AG gemeinsam mit der Gazprom (Kaesler et al. 1997; Ramm 1997; Ruhrgas 1998) lagen seit Mitte der 90er Jahre erstmals realistische Anhaltswerte für die Emissionen aus den Fördergebieten und entlang des Transportweges vor, die 1999 in einem Artikel von Dedikov und anderen der Öffentlichkeit zugänglich gemacht wurden. Neben den Förderanlagen in Yamburg wurden Messungen an zwei Verdichterstationen in Westsibirien sowie Exportgasleitungssträngen des mittleren Korridors durchgeführt und mittels der erhobenen Daten die Emissionen auf das Gasferntransportnetz der Gazprom hochgerechnet. Ebenfalls Mitte der 90er Jahre wurde eine weitere Messkampagne von der US-EPA⁷ gemeinsam mit der Gazprom durchgeführt, die allerdings unveröffentlicht blieb. Beide Messkampagnen kommen zu vergleichbaren Ergebnissen. Hiernach sind Emissionen des Exportnetzes - ohne die innerrussischen Verteilungsnetze - von ca. 1% des geförderten russischen Gases anzunehmen.

1.3 Gründe für eine erneute Messkampagne

Im Vergleich der verschiedenen Studien zu den indirekten Emissionen des nach Deutschland gelieferten Erdgases zeigt sich, dass die große Bandbreite der Ergebnisse fast ausschließlich auf die unterschiedlichen Angaben zu den indirekten Emissionen des Erdgases russischer Herkunft zurückzuführen ist.

Die meisten Studien und Analysen nehmen auf ähnliche Primärquellen Bezug. Dies sind vor allem die theoretischen Abschätzungen in Zittel (1997) sowie Ergebnisse aus dem bereits erwähnten Messprogramm von Ruhrgas/Gazprom, die in Dedikov (Dedikov et al. 1999) zusammengefasst sind. Abweichend davon wird aber zum Teil auch auf ältere Studien (z. B. DGMK 1992) verwiesen oder die vorliegenden Untersuchungen um eigene Grobabschätzungen ergänzt. Letzteres gilt insbesondere für die Studie von Fichtner (2001), in der nach einer detaillierten Auflistung und Erläuterung der vorliegenden Untersuchungen und Messprogramme nahezu unkommentiert und ohne transparente Begründung eine deutlich höhere Grobabschätzung von Greenpeace (2000) als Basis der Berechnungen herangezogen wird (vgl. Fritsche, Matthes 2001) sowie für die Berechnungen der Rheinbraun AG (Ewers, Renzenbrink 2002), die auf interne Materialien der Forschungsstelle für Energiewirtschaft zurück gehen. Beide

⁶ Intergovernmental Panel on Climate Change

⁷ Messungen an 4 Stationen in Zentral- und Südrussland. unveröffentlichter Bericht, zitiert in Popov 2001

Untersuchungen gehen von sehr hohen energetischen Transportaufwendungen (Verdichterantrieb) und insbesondere extremen Leckageraten beim Transport in Russland aus.

Die bisher vorliegenden Messergebnisse scheinen demnach nicht von allen Seiten akzeptiert bzw. nicht immer zur Quantifizierung der Emissionen angewandt zu werden. In der Öffentlichkeit blieb daher eine gewisse Unsicherheit in der Beurteilung der tatsächlichen Klimarelevanz russischen Erdgases vorhanden.

Hauptkritikpunkte an den bisherigen Messungen der Kampagne von 1996/97 sind die geringe Anzahl an Messstandorten, sowie die geringe Transparenz und die knappe Dokumentation der Messergebnisse und der verwendeten Aktivitätsdaten. Ein weiterer wesentlicher Kritikpunkt an den Ergebnissen von Ruhrgas und Gazprom liegt laut Popov (2001) auch in der Hochrechnung der Ergebnisse auf das Gesamtsystem. Hier wird eine genauere Fehleranalyse, eine Offenlegung der verwendeten Aktivitätsdaten und eine Bildung spezifischer Emissionsfaktoren für einzelne Technikkomponenten (nach Vorbild der US-Methodik) angeregt.

Neben dieser grundsätzlich berechtigten Kritik finden sich z.B. in der Studie von Fichtner (2001) aber auch in anderen Aussagen relativ pauschale Abqualifizierungen der vorhandenen Untersuchungen, die sich insbesondere darauf beziehen, dass nur ein Fördergebiet, nur zwei Kompressorstationen und 630 km relativ neuer Leitungen analysiert wurden. Allerdings führen diese Zweifel an der Repräsentativität meist dazu, dass sich stattdessen auf erheblich ungenauere Pauschalaussagen bezogen wird, die zu erheblich höheren Emissionsschätzungen kommen.

Daher haben sich die Ruhrgas AG und Gazprom Ende des Jahres 2002 dazu entschlossen ein weiteres Messprogramm durchzuführen, das die Kritikpunkte an den ersten Messungen aufgreift. Ziel hierbei war es, wissenschaftlich fundierte und transparent ermittelte Erkenntnisse über die Emissionen des russischen Exportgasnetzes zu erlangen, die der kritischen Betrachtung standhalten können. Zu diesem Zweck wurden das Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie und das Max-Planck Institut für Chemie – als unabhängige wissenschaftliche Institute – beauftragt ein valides und an international angewandter Methodik orientiertes Messprogramm zu entwickeln, seine Durchführung kritisch zu begleiten und anhand der Messergebnisse und betriebstechnischer Daten die Emissionen des nach Europa führenden Exportnetzes der Gazprom hochzurechnen.

Zur Durchführung der Messungen wurde umfangreiche technische und logistische Unterstützung durch Ruhrgas⁸, Gazprom⁹, das VNIIGaz-Institut¹⁰ sowie die drei

⁸ Jetzt: E.ON Ruhrgas AG

⁹ Die offene Aktiengesellschaft Gazprom, Moskau ist der weltgrößte Produzent und Transporteur von Erdgas. Das aus Russland nach Westeuropa exportierte Gas stammt fast ausschließlich aus der Förderung der Gazprom, die auch die alleinige Betreiberin der Ferntransportnetze für Erdgas in Russland ist.

¹⁰ Das VNIIGaz-Institut, Moskau ist ein Tochterunternehmen der Gazprom. Es ist das führende Institut, das sich in Russland mit wissenschaftlichen und technischen Untersuchungen zu allen Fragen von Gasgewinnung, Transport, Aufbereitung, Verteilung und Nutzung beschäftigt. Die Messungen in Russland wurden von Ingenieuren des VNIIGaz-Instituts begleitet. Gleichzeitig wurden von VNIIGaz umfangreiche Daten zum Exportnetz der Gazprom bereitgestellt.

Tochterunternehmen der Gazprom, in deren Netz die Messungen durchgeführt wurden, geleistet.

1.4 Abgrenzung der Untersuchung

In der vorliegenden Untersuchung werden die gesamten mit der Förderung und Aufbereitung sowie dem Ferntransport des von Russland nach Westeuropa exportierten Erdgases verbundenen Treibhausgasemissionen betrachtet. D.h. es werden sowohl die viel diskutierten Methanemissionen aus Leckagen, Wartungen und Havarien als auch die Kohlendioxid- und Lachgasemissionen, die aus dem Energieaufwand zum Transport des Gases resultieren, betrachtet. Weitere Emissionen aus der Beheizung von Gebäuden, dem Betrieb von Fahrzeugen sowie aus dem Materialaufwand der Infrastruktur, sind im Vergleich dazu vernachlässigbar und werden hier nicht näher aufgearbeitet (vgl. Krylow 2001 und Öko-Institut 2002).

Das nach Deutschland und Europa exportierte russische Gas stammt aus den westsibirischen Fördergebieten und wird über zwei Ferngaskorridore, den Mittleren und den Nordkorridor, nach Europa transportiert. Die vorliegende Untersuchung konzentriert sich auf diese nach Deutschland bzw. Westeuropa führenden Fernleitungsstränge der Gazprom, inklusive zugehöriger Kompressorstationen und Schiebergruppen.

Die Studie liefert keine Erkenntnisse über die Situation in den russischen für den Eigenverbrauch genutzten Gasverteilnetzen.

Die bei der Förderung und Aufbereitung frei gesetzten Erdgasmengen werden mit in die Berechnungen einbezogen. Die Daten hierzu beruhen auf den Überlegungen der Vorstudie zu diesem Forschungsvorhaben (Wuppertal Institut 2003), welche v.a. die Studie von Zittel (1997) und die Ergebnisse der ersten Messkampagne von Ruhrgas/Gazprom (Dedikov 1999; Ruhrgas 1998) mit einbeziehen. Eigene Messungen im Bereich der Förderung und Aufbereitung wurden nicht durchgeführt.

Um die Emissionen des auf den deutschen Markt gelieferten Erdgases bestimmen zu können, wurden die für Russland gewonnenen Ergebnisse auf die Transitkorridore in der Ukraine, der Slowakei und Tschechien bzw. in Weißrussland und Polen hochgerechnet. Dazu wurde eine analoge technische Ausstattung zu den in Russland verlaufenden Pipelines angenommen.

2 Das Erdgas-Ferntransportnetz in Russland

Ein großer Anteil der weltweiten Erdgasressourcen lagert in den Gasfeldern Russlands. Die in den letzten und kommenden Dekaden nach Westeuropa exportierten Erdgasmengen stammen vornehmlich aus den westsibirischen Gasfeldern um Yamburg und Urengoy. Das hier geförderte Gas hat einen hohen Methangehalt (ca. 97%)¹¹ und muss aufgrund dessen nur geringfügig vorbehandelt werden. Zum Transport in

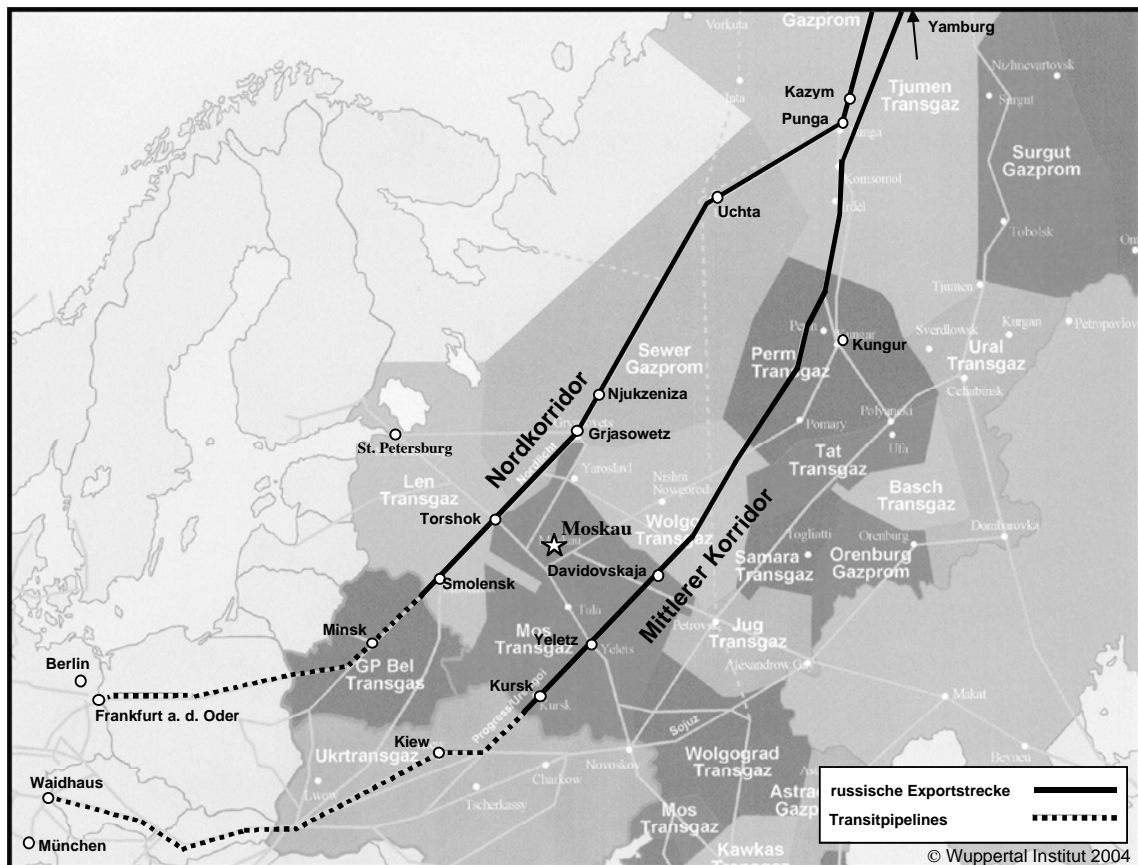


Abbildung 4: Übersichtskarte Export- und Transitkorridore

den Westen Russlands und nach Mitteleuropa dienen zwei Hauptexportkorridore, der so genannte Mittlere Korridor (MK) und der Nordkorridor (NK) (siehe Abb. 4). Die Leitungen des hier betrachteten Mittleren Korridors wurden in mehreren Phasen in den 80er und 90er Jahren erbaut, dabei folgen sie z.T. älteren Leitungstrassen. Der Mittlere Korridor beginnt in Yamburg, biegt am Ural nach Süden ab und verläuft dann ab Kungur in Richtung Südwesten, südlich von Moskau, über Kursk zur ukrainischen Grenze, wo die Pipeline weiter über die Slowakei und die tschechische Republik bis zur deutschen Grenze bei Waidhaus (östlich von Nürnberg) führt. Der ältere Nordkorridor (Inbetriebnahme ab ca. 1970) startet von Urengoy aus zunächst parallel zum Mittleren Korridor, verläuft nach der Überquerung des Urals weiter im Norden Russlands, nörd-

¹¹ Mittelwert für die aktuelle Förderung in Yamburg. Der CH₄-Gehalt des in die Leitungen eingespeisten Gases liegt bei über 98%.

lich an Moskau vorbei, passiert die Grenze zu Weißrussland und geht dann im Zuge der Yamal-Europa-Pipeline über Polen bis nach Frankfurt an der Oder.

Tabelle 1: Charakteristika des Ferngasnetzes der Gazprom und der Exportkorridore

Kennwert	Einheit	Gazprom* Ferntransportnetz	Exportkorridore**		Summe Korridore in % von Gazprom
			Mittlerer	Nördlicher	
Pipelinelänge	km	153.000	22.000	12.000	22%
Korridorstrecke	km		3.376	3.075	
Verdichterstationen	n	324	30	23	16%
Maschinen	n	4.047	930	634	39%
Installierte Leistung	MW	41.066	14.544	5.442	49%
Gastransportleistung	Tausend Mrd. m ³ *km/a	1.574	541	347	56%
Gastransportvolumen (Gazprom Gesamt)	Mrd. m ³ /a	560			
Gasexportvolumen (Zentraleuropa)	Mrd. m ³ /a	126	58	54	89%

*Quelle: V.N. Dedeschko (OAO Gazprom), 2001

**Quelle: Berechnungen Wuppertal-Institut nach internen Angaben Gazprom/VNIIgaz, 2004

Für den Betrieb der beiden Korridore sind unterschiedliche regionale Gasgesellschaften¹² zuständig, die alle zum Mutterkonzern Gazprom gehören. Die Korridore überwinden eine Strecke von 3.075 km (Nördlicher Korridor)¹³ bzw. 3.376 km (Mittlerer Korridor)¹⁴ mit einer Rohrleitungslänge von insgesamt über 34.000 km, was 22% der gesamten Ferngasleitungen der Gazprom entspricht. Jährlich werden über sie rd. 112 Mrd. m³ Erdgas nach Europa exportiert. Das sind etwa 90 % der Gesamtexporte der Gazprom nach Europa und etwa 20% der insgesamt jährlich in Russland geförderten Gasmenge (Gazprom/VNIIgaz 2004; Dedeschko 2001).

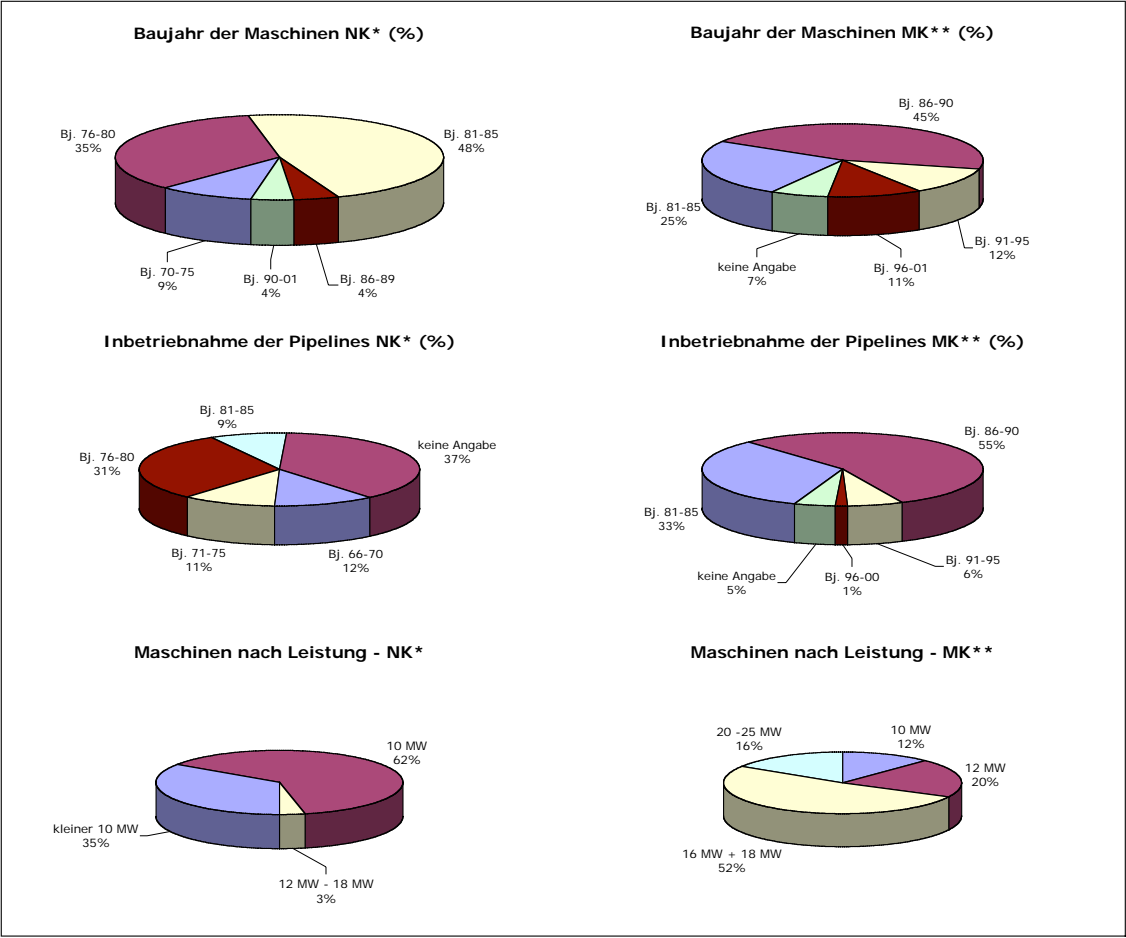
Die Pipelines bestehen im mittleren und nördlichen Korridor größtenteils aus 4 – 6 parallel verlaufenden Leitungssträngen, mit Durchmessern von überwiegend 1420 mm und einem Betriebsdruck von 75 bar¹⁵. Um den zum Transport erforderlichen Druck aufrechterhalten zu können, wird das Gas nach dem Zurücklegen von jeweils 100 bis 150 km der Pipeline­strecke in Verdichterstationen (s. Abb.7) wieder komprimiert und gekühlt. Im Mittleren Korridor werden hierfür 30 und auf dem Nordkorridor 23 Verdichterstationen eingesetzt, in denen Kompressoren mit einer Gesamtleistung von fast 20.000 MW installiert sind. Die Altersstruktur der zwischen 6 MW und 25 MW starken Maschinen ist entsprechend der Inbetriebnahme auf dem Mittleren Korridor jünger als die auf dem Nordkorridor (vgl. Abb. 5). Dort kommen vornehmlich die 10 MW-Maschinen zum Einsatz, während im Mittleren Korridor größtenteils leistungsstärkere 16 MW-Maschinen installiert sind.

¹² Tjumentransgas (Westsibirien, MK + NK), Sewergazprom (NK), Permtransgas (MK), Wolgotransgas (MK) und Mostransgas (MK)

¹³ nur Exportstrecke in Russland; inklusive der Leitungsstrecke in den Transitländern NK: ca. 4.300 km

¹⁴ nur Exportstrecke in Russland; inklusive der Leitungsstrecke in den Transitländern MK: ca. 5.500 km

¹⁵ Auf dem Nordkorridor z.T. Durchmesser von 1020 mm und Druck von 55 bar



Quelle: Berechnungen Wuppertal Institut nach internen Angaben Gazprom/VNIIGaz (2004)
* Nordkorridor
** Mittlerer Korridor

Abbildung 5: Altersstruktur und Leistung der Maschinen und Pipelines der Exportkorridore

3 Messungen am Ferngasnetz in Russland

Basierend auf den Erkenntnissen aus der bisherigen Datenlage (siehe Abschnitt 1.3) wurde vom Wuppertal Institut ein Messprogramm für die Ermittlung der Gasfreisetzung im russischen Gasexportnetz konzipiert. Das Messprogramm, die Messungen selbst, sowie die Hochrechnung und die Fehleranalyse wurden entsprechend der einschlägigen Vorgaben für Treibhausgas-Inventare konzipiert und durchgeführt (IPCC 1996, 2000; GRI/US EPA 1996; Gazprom/VNIIGaz 2000). Im Frühjahr und Herbst 2003 konnten gemeinsam mit dem Max-Planck-Institut für Chemie¹⁶ insgesamt drei Messkampagnen an 5 verschiedenen Kompressorstationen und den zugehörigen Pipelineabschnitten dreier Tochtergasgesellschaften der Gazprom durchgeführt werden. Die Auswahl der Standorte, die Erhebung der Daten, die Durchführung der Messungen, deren Dokumentation und die anschließenden Berechnungen sowie die jeweiligen Maßnahmen zur Qualitätssicherung werden folgend kurz dargelegt.

3.1 Die Standorte

Die Größe des Exportgasnetzes der Gazprom macht es unmöglich, sämtliche Stationen und Pipelinestränge in detail in einer solchen Messkampagne zu untersuchen. Daher wurde eine repräsentative Auswahl aus den Kompressorstationen und den zugehörigen Pipelineabschnitten der beiden Exportkorridore getroffen, welche die Begebenheiten des gesamten Exportgasnetzes so gut wie möglich und notwendig wiedergeben sollte. Voraussetzung war, dass die Standorte auf beide Exportkorridore verteilt, bei verschiedenen Gasgesellschaften angesiedelt, sowie unterschiedlichen geographischen und infrastrukturellen Ausgangsgegebenheiten ausgesetzt sein sollten. Auswahlkriterien waren zudem ein repräsentativer Querschnitt über das Alter und die Typen der Kompressormaschinen und Pipelineabschnitte.

Tabelle 2: Ausgewählte Stationen und bemessene Maschinen- und Pipelineabschnitte der Messkampagne 2003 mit Altersangaben der Betriebsteile

Umfang der Messkampagne 2003							
Gasgesellschaft	Station	Maschinenhallen gemessen	Maschinen		Pipeline - Begehung/Messung		
			Leistung	Baujahr	Inbetriebnahme	Befliegung	Schieberknoten
Mostransgaz	Davidovskaja	1 (elektr.)	7 x 12,5 MW	1985	1983-1988	300 km	1
	Kursk	1 (gas)	3 x 22,2 MW	1985	1983-1988	300 km	4
Severgazprom	Uchta	1 (gas)	6 x 10,0 MW	1982	1969-1977	1200 km	6
	Njukzeniza	3 (gas)	2 x 16,0 MW	2001	1969-1981	580 km	8
			5 x 6,0 MW 13 x 10,0 MW 2 x 16,0 MW	1986 1977-1988 2001			
Tjumentransgaz	Kazym	2 (gas)	6 x 6,0 MW	1972	1971 - 1977	-	6
			6 x 10,0 MW	1977			
Summen:	5 Stationen	8 Hallen	50 Ma. (534 MW)			2380 km	25

Quelle: Berechnungen Wuppertal Institut nach internen Angaben Gazprom/VNIIGaz (2004)

Aufgrund der notwendigen organisatorischen Vorbereitung, wurde die Auswahl gemeinsam mit der Gazprom und dem ebenfalls an den Messungen beteiligten wissenschaftlichen Institut VNIIGaz getroffen. Auch wenn aus praktischen und pragmatischen

¹⁶ mit Unterstützung von Gazprom, VNIIGaz und der Ruhrgas AG, siehe 1.3

Gründen eine rein zufällige Stichprobenwahl nicht eingehalten werden konnte, so konnte doch sichergestellt werden, dass insbesondere die Verdichtertypen und das Alter der Inbetriebnahme der Maschinen und Pipelines der ausgewählten Stationen repräsentativ für die Struktur des Exportgasnetzes sind (siehe Tabelle 2).



Abbildung 6: Messkampagnen an den russischen Erdgas-Exportpipelines

Der erste Teil der Messkampagne wurde im April 2003 am Mittleren Korridor bei der Gastransportgesellschaft Mostransgas an den Verdichterstationen und den Ferngasleitungen in Davidovskaja und Kursk südlich von Moskau durchgeführt. Der zweite Teil der Kampagne fand in Nordrussland an den beiden Stationen Uchta und Njukzeniza der Sewergazprom statt. Und schließlich wurde im Oktober 2003 in Westsibirien der dritte Teil der Messkampagne an der Station Kazym (Tjumentransgaz) unternommen (vgl. Abb. 6).

In Tabelle 2 ist der Umfang der Messkampagne von 2003 dargelegt. Es konnten demnach umfangreiche Messungen an 5 Verdichterstationen von drei verschiedenen Gasgesellschaften am mittleren und nördlichen Korridor durchgeführt werden. Insgesamt wurden 50 Maschinen verschiedener Maschinentypen und unterschiedlichen Alters sowie 25 Schieberknoten der Ferngasleitungen untersucht. Zusätzlich konnten ca. 2380 km der Pipeline durch Befliegung per Helikopter aus der Luft kontrolliert werden. Zum Vergleich: Die Messkampagne von 1996/97 hatte lediglich an zwei Verdichterstationen einer Gasgesellschaft einschließlich der zugehörigen Ferngasleitungen und 600 km Pipelinestrecke einer anderen Region Messungen vornehmen können. Die Standorte der Messkampagnen von 1996/97 sowie 2003 sind in Abbildung 6 dargestellt.

An allen Stationen und zugehörigen Ferngasleitungen wurden die im Abschnitt 3.3 dargestellten Messungen durchgeführt und umfangreiche Daten erhoben (vgl. 3.5), wobei streng auf die Vorgaben zur Qualitätssicherung geachtet wurde (siehe 3.4).

3.2 Emissionsquellen an Kompressorstationen und Pipelines

Grundsätzlich unterschieden werden kann bei den Emissionen der Kompressorstationen und der Pipelines zwischen technologisch bedingten Freisetzungen und ungeplant durch Leckagen sowie ggf. Betriebsstörungen austretenden Emissionen.

Leckagen können an Armaturen und Ausbläsern auftreten. Unter Armaturen sind hier sämtliche Ventile, Schraubverbindungen, Flansche etc. zu verstehen, die aufgrund ihrer Konstruktion und direkten Zuordnung zum gasführenden System der Verdichterstation und Ferngasleitungen potentiell Leckagen aufweisen können. Ausbläser sind die zumeist aus Sicherheitsgründen angebrachten Vorrichtungen über die kontrolliert Gas an die Atmosphäre freigesetzt werden kann, z.B. zur Entleerung von Anlagenteilen. Die den Ausbläsern vorgeschalteten Verschlussarmaturen können ebenfalls Undichtigkeiten aufweisen, so dass auch aus den Ausbläsern potentiell Leckagemengen austreten können. Zusätzlich sind durch Betriebsstörungen, d.h. Leitungsbrüche oder Havarien, Gasaustritte möglich, ihr Auftreten und die dabei freigesetzten Mengen werden von den Gasgesellschaften dokumentiert und an staatliche Behörden weitergeleitet.

Außerdem wird bei einer Reihe der in einer Verdichterstation durchlaufenden Prozessschritte Erdgas unvermeidbar bzw. bewusst frei gesetzt. Hierzu zählen die Sperrölsysteme an den Wellenabdichtungen der Verdichter und die gasgesteuerten Regler der Brenngasversorgungen, die Wartungs- und Reparaturarbeiten, bei denen das noch in der Maschine oder den Ferngasleitungen befindliche Gas in die Atmosphäre abgelassen wird, genauso wie Start- und Stoppvorgänge der Gasturbinen oder auch das Säubern der Filteranlagen (siehe 3.5). Gleichzeitig wird Erdgas aber auch als Brenngas zum Antrieb der Turbinen verwendet, wodurch CO₂-Emissionen entstehen, die quantitativ den größten Anteil der Gesamtemissionen von Verdichterstationen ausmachen.

Zur Ermittlung der ungeplanten, aus Leckagen freigesetzten Gasmengen der Ferngasleitungen und Verdichterstationen, sowie der geplanten Freisetzungen aus den Brenngasanlagen und den Sperrölsystem der Maschinen dient das hier dargelegte Messprogramm. Um möglichst alle Leckstellen dieser komplexen Industrieanlagen erfassen zu können, wurde getrennt nach Betriebsteilen eine systematische Begehung und Vermessung vorgenommen.

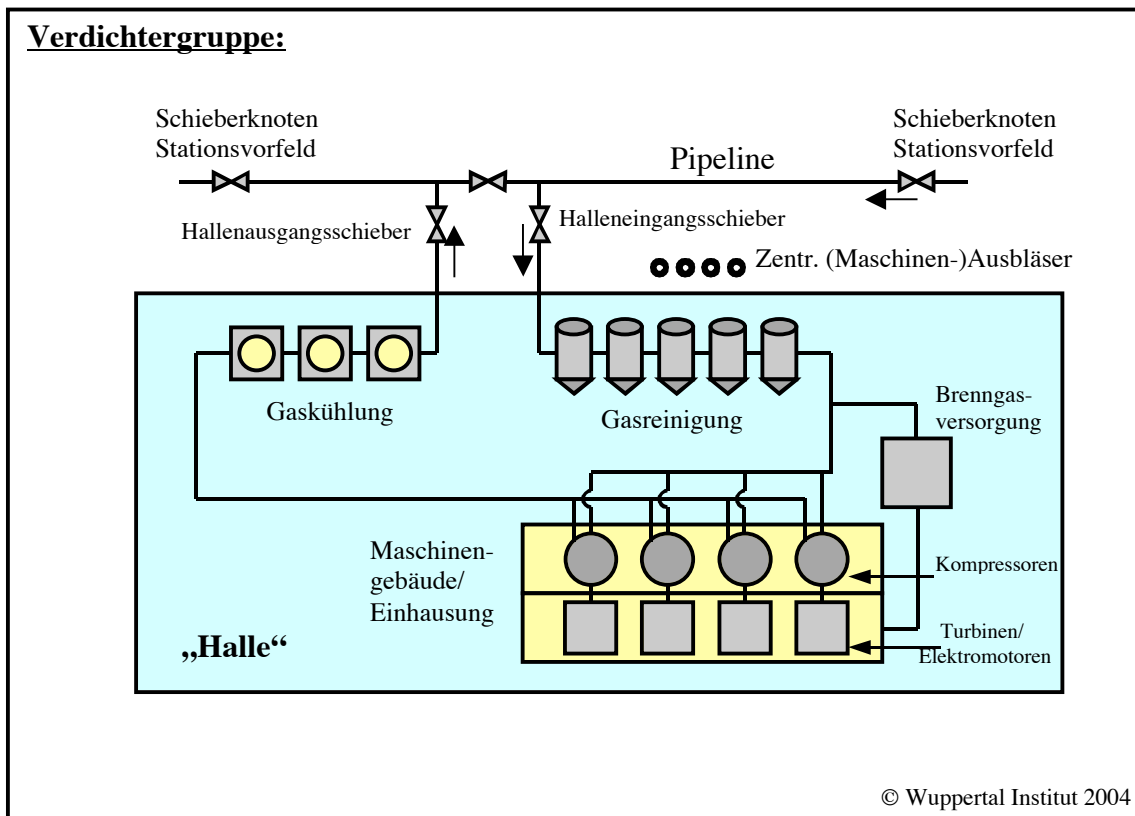


Abbildung 7: Typisches Schema eines Anlagenkomplexes („Halle“) einer Verdichterstation

Russische Verdichterstationen der Exportstrecke bestehen meist aus mehreren parallel angeordneten Anlagenkomplexen, die jeweils als „Halle“ bezeichnet werden, wobei hierunter nicht ein reales Hallengebäude zu verstehen ist. Jede „Halle“ ist dabei einer Pipeline zugeordnet. Eine schematische Darstellung eines derartigen Anlagenbereiches ist in Abbildung 7 zu finden. Das Gas wird von der Pipeline über die „Eingangsschieber“¹⁷ in die Verdichterstation geleitet. Es wird zunächst gereinigt bevor es weiter zu den Maschinengebäuden gelangt. Die dort installierten Kompressormaschinen sind die Hauptkomponenten des Anlagenbereiches und setzen sich zusammen aus je einem Antriebsaggregat (Gasturbine oder Elektromotor) und dem zugehörigen Verdichter. Im Verdichter wird der Gasdruck auf das für den weiteren Transport benötigte Niveau erhöht. Über die Ausbläser am Gebäudedach sowie weitere außerhalb befindliche Maschinenausbläser treten die bei den Maschinen freigesetzten geplanten und ungeplanten Emissionen in die Atmosphäre. Die zum Antrieb überwiegend verwendeten Gasturbinen werden mit Gas versorgt, welches der Leitung entnommen wird. Die notwendige Gaszufuhr zu den Maschinen wird über die Brenngasversorgung geregelt, die i.d.R. der Maschinenhalle angegliedert ist. Bevor das verdichtete und durch den Kompressionsvorgang erwärmte Gas wieder der Pipeline zugeführt wird, wird es ggf. in den Kühlanlagen auf die für den Transport optimale Temperatur abgekühlt.

¹⁷ „Schieber“ wird hier als Sammelbegriff für verschiedene Bauweisen von Armaturen verwendet. Die häufigsten Bauweisen sind Kugelventile, Nadelventile und Schieber.

3.3 Die Messungen

An den fünf untersuchten Standorten stand je eine Arbeitswoche für die Messungen zur Verfügung. Damit möglichst ein Großteil der ausgewählten Maschinenhallen begangen und bemessen werden konnte, wurde mit mehreren Messteams (i.d.R. 4 – 5 Personen) gearbeitet. Zur einwandfreien Durchführung der Messungen und Absicherung der Qualität der gewonnenen Ergebnisse wurde dafür Sorge getragen, dass in jedem Team genügend technisches Know-how, sowohl zu den Betriebsanlagen als auch für die Messtechnik, vorhanden war. Kritisch begleitet wurden die gesamten Messungen vom Max-Planck-Institut und vom Wuppertal Institut, die die Richtigkeit der technischen Durchführung überprüften und sicherstellten, dass die zu bemessenen Anlagenteile vollständig erfasst wurden.

Die Erhebung der Leckagen an Armaturen fand in zwei Arbeitsschritten statt. Zunächst wurde ein Screening durchgeführt, bei dem möglichst alle Betriebsteile mit empfindlichen CH_4 -Detektoren abgegangen wurden. Bei erhöhter Methankonzentration¹⁸ wurde die Stelle des Gasaustritts als potentielle Leckage im Screening-Protokoll erfasst, mit einer Leckage-Nummer versehen und markiert. Hierüber konnte die Gesamtzahl der Leckagen für die jeweils gescreenten Betriebsteile auf dem Gelände erfasst werden. Als zweiter Schritt erfolgten an einer Vielzahl der detektierten Leckagen Volumenmessungen¹⁹. Zur Volumenmessung wurde die Armatur mit einer Folie „eingehaust“, d.h. vor Fremdeinflüssen geschützt, so dass die Menge des austretenden Gases durch Absaugen genau erfasst werden konnte. Aus dem Volumen der abgesaugten Luft und der Methankonzentration konnte daraufhin die Leckrate in $\text{m}^3 \text{CH}_4$ pro Stunde errechnet werden. Dabei wurde der Volumenstrom in Bezug auf die Temperatur und den Luftdruck auf Normbedingungen umgerechnet sowie ggf. die gemessene Methankonzentration korrigiert. Diese Werte bilden die Grundlage für weitergehende statistische Berechnungen (vgl. Kapitel 4).

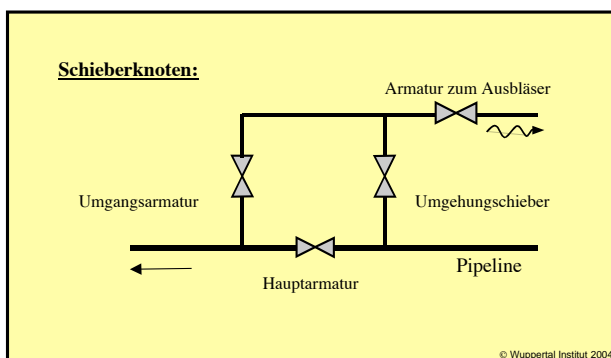


Abbildung 8: Typisches Schema eines Schieberknotens einer Pipeline

Die zur geregelten Ablassung von Gasen an Maschinen, Armaturen und Brenngasversorgungsanlagen installierten Ausbläser wurden direkt einer Volumenmessung unterzogen.

Die zu den Stationen gehörigen Ferngasleitungsabschnitte sind etwa alle 15 – 30 km mit einer Schieberstation ausgestattet (siehe Abb.8). Mittels dieser Schieber kann bei Reparatur- oder Wartungsarbeiten der Leitungsabschnitt abgeschiebert

bzw. das Gas in andere Leitungen umgeleitet oder abgelassen werden. An den Schieberknoten sind Armaturen und Ausbläser installiert, aus denen bei Leckagen der vor-

¹⁸ Leckagen wurden ab einer gemessenen Methankonzentration von ca. 0,3 Volumenprozent an der Leckagestelle markiert. Nennenswerte Emissionsmengen treten allerdings erst ab Methankonzentrationen von mehr als 1 - 2 % aus.

¹⁹ An den Ausbläsern wurde die Volumenmessung stets direkt in Verbindung mit dem Screening durchgeführt.

geschalteten Absperrarmaturen Gas austreten kann. Die Messungen erfolgten nach dem gleichen Stufenprinzip wie bei den Kompressorstationen.

Zusätzlich konnten die zur Kompressorstation zugehörigen Pipeline-Abschnitte (insgesamt 2380 km Leitungslänge) in einer Höhe von ca. 50 m befliegen und mit dem Laser-Lecksuchgerät „Aeropoisk III“ auf erhöhte Methankonzentrationen hin kontrolliert werden. Mittels dieser Methodik können Leckagen ab einer Größenordnung von ca. 200 – 500 m³/d sicher entdeckt werden

3.4 Dokumentation und Qualitätssicherung

Vor Durchführung der Messkampagnen wurden die einzeln zu durchlaufenden Arbeitsschritte genau festgelegt und die beteiligten Personen auf die zu beachtenden Aufgaben hingewiesen. Zur Dokumentation dienten einheitliche Mess- und Tagesprotokolle (identisch in deutsch und russisch), in denen jede Messung mit Angaben zum Mess-team, Ort bzw. Betriebsteil der durchgeführten Messungen und Anzahl der Screenings, festgestellten Leckagen mit zugehörigen Lecknummern und durchgeführten Volummessungen eingetragen werden musste. Täglich wurden die Messprotokolle geprüft und von den deutschen und russischen LeiterInnen der anwesenden Messteams unterzeichnet.

Die Messungen wurden laufend von MitarbeiterInnen des Wuppertal Instituts (WI) bzw. des Max-Planck-Instituts (MPI) kritisch begleitet um die Richtigkeit der technischen Durchführung zu überprüfen und sicherzustellen, dass die zu bemessenden Anlagenteile vollständig erfasst wurden. Von Seiten des MPI wurden alle Schritte der Messungen kontrolliert und vor allem die adäquate und korrekte Nutzung der Messgeräte sicher gestellt. Alle potentiellen Einflussfaktoren und Fehler wurden berücksichtigt und eliminiert. Zahlreiche durchgeführte Tests, Gegenproben und Überprüfungen belegten die Verlässlichkeit und Qualität der durchgeführten Screenings und der Emissionsmessungen.

Die eingesetzten Messgeräte waren neu und vom Hersteller kalibriert. Vor Beginn der Kampagne wurden die CH₄-Messgeräte im Ruhrgas-Labor in Dorsten überprüft. Eine weitere Prüfung der Messgeräte fand nach der Kampagne durch Ruhrgas Mitarbeiter in Moskau statt²⁰. Die entsprechenden Messkurven wurden zur Korrektur der Messwerte und zur Fehlerberechnung verwendet.

Für die Auswertung der Messprotokolle stand eine Access-Datenbank zur Verfügung. Jedes gefundene Leck und jede Messung wurde meist vor Ort von MitarbeiterInnen des WI vom Protokoll in die Datenbank übertragen, hierbei konnte ein direkter Plausibilitätscheck erfolgen.

Somit war eine laufende Begleitung und Überprüfung des Messprogramms von Seiten der beiden Institute sichergestellt. Über die Lecknummern lässt sich jedes einzelne identifizierte Leck von seiner Erfassung auf den Originalprotokollen über alle Datenverarbeitungsschritte bis zur endgültigen Ergebnishochrechnung nach verfolgen. Hierdurch konnten auch die weiteren statistischen Auswertungen laufend auf Vollständig-

²⁰ Alle Messungen wurden parallel auch durch das VNIlgaz Institut mit russischen Messgeräten überprüft.

keit und mögliche Übertragungsfehler hin überprüft werden. Entsprechende Kontrollroutinen wurden in allen Daten verarbeitenden Schritten durchgeführt.

Zu den an vier Kompressorstationen durchgeführten Befliegungen der Pipelines mit Hubschraubern und einem Laser-Lecksuchgerät (Aeropoisk III) wurden eigene Protokolle erstellt, auf denen die Ergebnisse und die Messstreifen des Aeropoisk festgehalten und von den jeweiligen TeilnehmerInnen an der Befliegung bestätigt wurden.

Zum Abschluss der Messungen an vier Stationen wurde von den ExpertInnen der Institute ein technischer Bericht verfasst. Dieser Bericht umfasst jeweils die Auflistung der durchgeführten Messungen, der bemessenen Betriebsteile sowie bereits absehbare bzw. errechnete Ergebnisse. Des weiteren sind die maximal gemessenen Leckraten in $\text{m}^3 \text{CH}_4$ pro Stunde für die meisten Stationen in dem Bericht aufgeführt. Die Technischen Berichte wurden von allen Beteiligten (Wuppertal Institut, Max Planck Institut, VNIIGaz-Institut, Ruhrgas, Gazprom, Transportgesellschaft und Stationsleitung) geprüft und unterzeichnet (Gazprom u.a. 2003a-d).

Zusätzlich sind in dem eigens für die Messkampagne angelegten Projekthandbuch alle vereinbarten Standards und Qualitätssicherungsmaßnahmen dokumentiert. Es dient als Sammlung von Dokumentationen, Regelwerken und Prozeduren, die eingerichtet wurden, um die Messaktivitäten zu steuern und deren Implementierung nachzuweisen.

Die Messprotokolle und die technischen Berichte wurden zusammen mit den ausgefüllten Erhebungsbögen zu betrieblichen Daten sowie mit umfangreichen weiteren Dokumenten, Lage- und Detailplänen, Armaturenlisten etc. vom Wuppertal Institut archiviert.

3.5 Ermittlung weiterer betriebsbedingter Emissionen

Neben den ungeplanten Gasverlusten aus Leckagen entstehen durch den Betrieb des Gastransportsystems so genannte betriebsbedingte Freisetzungen²¹. Diese sind bestimmt durch die Betriebsart, die Fahrweise sowie die technischen Kenndaten der Maschinen und Anlagen.

Hierunter fallen die CO_2 -Emissionen aus dem für den Antrieb der Gasturbinen benötigten Brenngas, aber auch Freisetzungen von Erdgas beim Start und Stopp der Maschinen sowie bei der Entspannung von Maschinen und Pipelines aufgrund von Wartungs- und Reparaturarbeiten. Geringe Mengen Erdgas werden außerdem bei der Reinigung von Staub- und Abscheidefiltern freigesetzt. Anhand von Betriebsdaten zu Brenngaseinsätzen, Wartungsrhythmen, Maschinenstarts und -laufzeiten etc. sowie mittels typischer Auslegungskennwerte für die russischen Maschinen und Pipelines, können diese Freisetzungen ermittelt werden.

An den Standorten fand während jeder Messkampagne die Erhebung umfangreicher betriebstechnischer Daten (Brenngaseinsätze, Transportmengen, Reparaturen, Wartungen, Pipelinebefliegungen etc.) anhand eines vorab aufgestellten Fragebogens jeweils im Austausch mit der Stationsleitung und den zuständigen IngenieurInnen statt.

²¹ Die Firma Gazprom bezeichnet den für die technologischen Haupt- und Hilfsabläufe notwendigen Erdgasverbrauch auch als „technologischen Eigenbedarf (TEB) beim Gastransport“.

Um die frei gesetzten Emissionsmengen für die gesamte Exportstrecke bestimmen zu können, wurden auf Anfrage des WI eine Vielzahl an internen Betriebsdaten der beiden Exportkorridore für die Berechnungen von der Gazprom zur Verfügung gestellt (Gazprom/VNIIgaz 2004). Im Abgleich mit den vor Ort erhobenen Betriebsdaten sowie den Angaben aus der Literatur, anderen Messkampagnen und Plausibilitätschecks war eine Ermittlung typischer Emissionskennwerte für sämtliche betriebstechnischen Freisetzungen des russischen Exportnetzes möglich. Mit den von der Gazprom zur Verfügung gestellten Betriebsdaten konnte eine Hochrechnung der Emissionen auf die beiden Exportkorridore erfolgen (vgl. Kapitel 4).

Tabelle 3: Beispielhafte Emissionsfaktoren für die betriebsbedingten Freisetzungen der Kompressorstationen und Ferngasleitungen sowie für die Havarie bedingten Gasverluste

	Einheit	Mittelwert ¹⁾
Ferngasleitungen		
Wartung und Reparaturen	m ³ CH ₄ /km * a	3.750
Havarien	m ³ CH ₄ /km * a	284
	kg CO ₂ /km * a	782
Kompressorstationen		
Start/Stoppemissionen	m ³ CH ₄ pro Maschine * a	15.400 ²⁾
Hallenentspannung	m ³ CH ₄ /Halle * a	105.000
Freiblasen von Filtern	m ³ CH ₄ /Halle * a	44.359
1) Für die Berechnung (s. Kapitel 4) wurden hierauf basierende spezifische Emissionsfaktoren mit Schwankungsbreiten verwendet 2) Es wurden Detailangaben pro Maschinentyp für sämtliche Hallen des nördlichen und mittleren Korridors verwendet; die Emissionen liegen je nach Typ zwischen ca. 200 und 3.900 m ³ pro Start-/Stopp-Zyklus.		

Quelle: eigene Berechnungen, basierend auf VNIIgaz/Gazprom 2004; Zittel 1997; Kaesler/Ramm/Jansen 1997; Ramm 1997; Ruhrgas 1998; Erhebungen des WI von 2003 an 5 Gasstationen der Gazprom

Zusätzlich wurden von der Gazprom auch zu den an Pipelines und in Kompressorstationen auftretenden Zwischenfälle, bei denen ungeplant Erdgas austritt (Gasverluste durch Havarien), detaillierte Angaben zur Verfügung gestellt (Gazprom/VNIIgaz 2004). Sobald sich eine solche Havarie ereignet, tritt Gas in großen Mengen aus, so dass dieses durch den direkten Druckabfall an der nächsten Messstation bzw. der nächsten Kompressorstation schnell erkannt werden kann. In der Mehrzahl der Fälle (zu ca. 60 %), entzündet sich das ausströmende Gas durch die mit dem enormen Druck hervorgerufene Reibung. Dabei gelangen sowohl CO₂ als auch CH₄-Emission in die Atmosphäre.

Die Havarien werden von den einzelnen Gasgesellschaften an die Gazprom und die Behörden (Umweltministerium) gemeldet. Aus diesen Angaben sind alle Havarien inklusive Angaben zu der Unglücksursache, zur frei gesetzten Menge an Treibhausgasen, und ob eine Entzündung des Gases stattgefunden hat, bekannt.

Erwähnenswert ist in dem Zusammenhang auch, dass die Ferngasleitungen regelmäßigen Kontrollen und Wartungsarbeiten unterzogen werden, um mögliche Störungen und Leckagen, die den Transport des Gases einschränken könnten, rechtzeitig entdecken und beheben zu können. Da sich Leckagen bei den unter Hochdruck stehenden Leitungen zumindest durch laute Pfeifgeräusche, Freiblasen der Sandabdeckung, oder Einfrieren bemerkbar machen, sind unentdeckte Leckagen kaum bzw. nicht zu erwarten.

ten. Für jeden Leitungsabschnitt gibt es zudem einen Streckenwart, der einzelne Abschnitte der Strecke täglich kontrolliert, ggf. Beschädigungen protokolliert und an die zuständigen Stationsleitungen weitermeldet. Zusätzlich werden regelmäßige Befliegungen der Leitungen mit einem Detektionsgerät (Aeropoisk), das größere Methanaustritte der Pipeline aus der Luft erfassen kann, durchgeführt. Um den Zustand der Leitungen einschätzen zu können und mögliche Fehlerquellen bereits vor dem Entstehen von Leckagen erkennen und beheben zu können, wurde in den letzten 10 Jahren zudem die Detektierung mittels Molchen stark intensiviert, wodurch viele potentielle Havarien an Gasleitungen verhindert werden konnten (Iwanzow 2000)²².

Der Turnus der Wartungsarbeiten in Verdichterstationen richtet sich nach der Betriebsstundenzahl der Maschinen. Die jeweiligen Intervalle sind für jeden Maschinentyp individuell festgelegt. Es gibt regelmäßige Wartungen unterschiedlicher Intensität, die ca. alle 1.500 bis 2.000 Betriebsstunden stattfinden. Darauf folgt die so genannte mittelgroße Reparatur nach etwa 8.000 – 16.000 Betriebsstunden und schließlich die Generalüberholung nach rund 16.000 – 25.000 Stunden.

Werden Wartungsarbeiten durchgeführt, wird je nach Wartungsgrad die jeweilige Maschine bzw. alle Maschinen einer Betriebshalle abgeschaltet und entspannt. Hierbei wird das sich noch in den Maschinen befindliche Gas an die Atmosphäre abgelassen. Diese Gasfreisetzungen sind in den betrieblichen Angaben zu den Maschinenstopps enthalten. Bei größeren Wartungen werden zusätzlich auch die angeschlossenen Leitungen des Betriebshallenkomplexes vom Gas entleert, d.h. die gesamte Halle entspannt.

²² „In den letzten Jahren verbreitet sich die Anwendung der Molche auf der Grundlage der Magnet- und Ultraschalltechnologien, was die Einschätzung des Zustands der Leitungen mit einem hohen Auflösungsvermögen möglich gemacht hat.“ (Iwanzow 2000)

4 Die Emissionsberechnung

Die Berechnung der Treibhausgasemissionen für das Exportsystem der Gazprom erfolgt in mehreren Schritten. Dabei wird unterschieden zwischen der Hochrechnung der gemessenen CH₄-Emissionen (vor allem aus Leckagen) und der Berechnung weiterer betriebstechnisch bedingter CH₄-Emissionen (siehe Abschnitt 3.5) sowie der CO₂- und N₂O-Emissionen. Zunächst wurden die Emissionen im Exportnetz sowie im Bereich der Förderung und Aufbereitung berechnet. Im zweiten Schritte wurde eine Monte-Carlo Analyse durchgeführt, um die Unsicherheit des Ergebnisses zu ermitteln.

Die Emissionsberechnung wurde anhand der folgenden Berechnungsschritte durchgeführt:

- Definition des Emissionsmodells, d.h. Definition der Emissionsgleichungen für alle emissionsrelevanten Betriebsteile bzw. Aktivitäten. Die Emissionsgleichungen setzen sich üblicherweise aus einem Aktivitätsindikator (z.B. Anzahl der emittierenden Armaturen eines Typs) und einem Emissionsfaktor (aufgrund der Messungen ermittelt) zusammen.
- Bestimmung der Emissionsfaktoren:
Für die gemessenen Emissionen wurden für jedes einzelne Bauteil an den Exportkorridoren die Zahl der – durchschnittlich während der Messungen festgestellten – Leckagen bestimmt und analog für jede Leckage die Emissionshöhe entsprechend der repräsentativen Messergebnisse von Leckagen für den jeweiligen Anlagentyp ermittelt. Hieraus wurden die für die Exportkorridore zu erwartenden Emissionen dieser Bauteile in einer eigenen Monte-Carlo Rechnung simuliert. Dabei werden neben dem zu erwartenden Mittelwert der Emissionen auch die entsprechenden Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen bestimmt.
Für die übrigen Emissionen wurden die Emissionsfaktoren auf der Basis der vor Ort ermittelten Daten sowie detaillierter statistischer Angaben der Gazprom berechnet. Zusätzlich wurden Angaben aus der Literatur zum Vergleich herangezogen (siehe Abschnitt 3.5). Die Unsicherheitsbandbreiten dieser Emissionsfaktoren wurden auf dieser Basis als Expertenschätzung erstellt. Dabei wurde eine konservative d.h. im Zweifelsfall hohe Emissionsschätzung zugrunde gelegt.
- Die Aktivitätsindikatoren setzen sich wiederum aus Anlagenbestandsdaten, Maschinenlaufzeiten, Statistiken zu Wartungen, Reparaturen und Havarien zusammen. Falls erforderlich wurden auch hier Bandbreiten angenommen.
- Im vierten Schritt erfolgte die Emissionsberechnung und die Bestimmung der Unsicherheiten in dem Emissionsmodell. Dabei wurden zur Bestimmung der maximalen Schwankungsbreite (Konfidenzintervall) des Ergebnisses mehr als 10.000 unabhängige Berechnungen der Emissionen der Exportkorridore durchgeführt (Monte-Carlo Methode²³). Bei jeder dieser Berechnungen wurden die jeweiligen Aktivitäts-

²³ Die Monte-Carlo Methode wird international als die am besten geeignete Methode zur Bestimmung der Unsicherheiten von Treibhausgasinventaren angesehen (IPCC 2000 sowie GRI/US EPA 1996). Zur Durchführung einer Monte-Carlo-Analyse wird zunächst ein Emissionsmodell entwickelt und in ein Monte-Carlo Programm implementiert. Zusätzlich müssen für alle Variablen (d.h. vor allem Aktivitätsindikatoren und Emissionsfaktoren) so genannte „Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen“ entwickelt werden. Diese Funktionen spiegeln die Unsicherheit, die mit Ermittlung und Hochrechnung des jewei-

indikatoren und Emissionsfaktoren zufällig aus den berechneten bzw. abgeschätzten Wahrscheinlichkeitsverteilungen ausgewählt. Damit ergibt sich für das Gesamtergebnis bzw. auch für Teilergebnisse wiederum eine Wahrscheinlichkeitsverteilung der Ergebnisse, die neben dem Mittelwert, d.h. der Emissionshöhe, auch Auskunft darüber gibt, mit welcher Wahrscheinlichkeit welche Bandbreite des Ergebnisses zu erwarten ist.

Tabelle 4: Ergebnis der Monte-Carlo Analysen zu CH₄-Emissionsfaktoren der gemessenen Betriebs- und Anlagenteile an Kompressorstationen und Pipelines

Betriebsteil	Bezugseinheit	Mittelwert)	95% Konfidenzintervall von bis	
Anlagenteil			----- m ³ pro Jahr -----	
Kompressorstationen				
Gaskühlung und Filter				
Ausbläser	Halle	7.468	5.894	9.820
Armaturen	Halle	860	633	1.146
Brenn-, Start- und Impulsgasaufbereitung	gasbetriebene Hallen	145.270	51.324	420.413
Maschinen				
Ausbläser (ohne den zentralen Ausbläser)	Maschine	437.150	142.963	1.499.602
Armaturen	Maschine	2.434	2.059	2.952
Zentraler Ausbläser (Maschine in Betrieb)	Maschine	6.302	2.552	16.134
Zentraler Ausbläser (Maschine außer Betrieb)	Maschine	9.396	8.323	10.491
Sperrölsystem	Maschine	27.693	13.101	68.885
Pipelines (Schieberknoten)				
Ausbläser	Schieberknoten	43.310	27.074	77.829
Armaturen	Schieberknoten	3.535	2.455	5.711
*) arithmetisches Mittel aus 10.000 Monte-Carlo Simulationen; da die Wahrscheinlichkeitsverteilungen nicht symmetrisch sind, entspricht das arithmetische Mittel nicht dem Mittelwert aus Untergrenze und Obergrenze der Konfidenzintervalle.				

Quelle: Messkampagne 2003, eigene Berechnungen, Wuppertal Institut 2004

Für das hier verwendete zufallsabhängige Modell zur Hochrechnung der Emissionen und ihrer Wahrscheinlichkeitsverteilung mussten zwei wesentliche Annahmen getroffen werden. Dies sind die Annahme identischer Verteilungen der Leckagehäufigkeiten und der Emissionshöhen aller Lecks eines Bauteiltyps und die Annahme einer annähernd konstanten Emissionssituation im Jahresverlauf.

ligen Werts verbunden ist wider. In der eigentlichen Monte-Carlo Simulation werden dann für jede Variable zufällig Werte aus dem Spektrum ihrer Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion ermittelt und die Emissionen des Gesamtsystems anhand dieser zufällig gewählten Parameter berechnet. Dieser Vorgang wird dann n-mal wiederholt, um so alle möglichen Kombinationen von Wertaussprägungen abzudecken. Hieraus ergeben sich dann n Ergebnismittelwerte, die jeweils individuell die Wahrscheinlichkeit 1/n haben. Aus diesem Wertefeld kann dann abgelesen werden, zwischen welchen Grenzen sich das Ergebnis der Emissionsberechnung – bei Berücksichtigung aller Unsicherheiten – mit welcher Wahrscheinlichkeit bewegen wird. Merkmalskombinationen, die außerhalb dieser Grenzen liegen, können als unwahrscheinlich ausgeschlossen werden. (vgl. IPCC, 2000)

Gerechtfertigt werden diese Annahmen, u.a. weil der Wartungszustand der Anlagen russlandweit durch entsprechende technische Standards, Wartungspläne etc. normiert ist. Die Situation vor Ort an den fünf von uns besuchten Kompressorstationen – sowie Berichte anderer internationaler Experten von weiteren Stationen (z.B. Venugopal 2003) – bestätigten dieses Bild. Darüber hinaus wurden die Messreisen so gelegt, dass sie eine möglichst breite geographische Verteilung hatten und sowohl die Bandbreite der Altersgruppen und der verschiedenen Anlagentypen als auch die klimatische Varianz widerspiegeln (s. Abschnitt 3.2).

5 Ergebnis: Treibhausgasemissionen des russischen Gasexports

5.1 Treibhausgasemissionen der Exportkorridore

Die im voranstehenden Abschnitt erläuterte Hochrechnung der Treibhausgasemissionen des Gasferntransportes in den Exportkorridoren, einschließlich der Förderung und Aufbereitung in Russland, ergibt eine detaillierte Übersicht über die derzeitige Emissionssituation des Exportnetzes in Russland²⁴.

Tabelle 5: Treibhausgasemissionen der Exportkorridore (2003)

THG-Emissionen nach Betriebsteil/art	Mio. t CO ₂ -Äquivalent	Anteil
CO₂		
Turbinenabgase	37,27	63,0%
Strombezug (für Elektroantriebe)	3,03	5,1%
Havarien (entzündet)	0,03	0,1%
Summe CO₂	40,33	68,2%
N₂O (Turbinen und Stromerzeugung)	0,58	1,0%
CH₄		
Leckagen an Armaturen und Ausbläsern	12,42	21,0%
Leckagen an Maschinen	11,07	18,7%
andere Leckagen an Verdichterstationen	0,04	0,1%
Leckagen an Pipelines	1,31	2,2%
betriebsstechnisch (gemessen)	1,32	2,2%
Brenn-, Start- u. Impulsgasversorgung	0,57	0,9%
Sperrölsysteme (Wellenabdichtungen)	0,75	1,3%
betriebsstechnisch (berechnet)	3,48	5,9%
Start/Stopp von Maschinen	0,37	0,6%
Methan im Turbinenabgas	0,09	0,2%
Reparaturen/Wartungen an Stationen (incl. Freiblasen von Armaturen und Molchungen)	1,05	1,8%
Reparaturen/Wartungen an Pipelines	1,97	3,3%
CH ₄ aus Havarien	0,15	0,3%
CH ₄ aus Unterspeichern (anteilig)	0,36	0,6%
CH ₄ aus Strombezug	0,48	0,8%
Summe CH₄	18,21	30,8%
Summe Treibhausgasemissionen Gesamt	59,12	100,0%

Quelle: eigene Berechnungen, Wuppertal Institut 2004

Tabelle 5 stellt die Treibhausgasemissionen entlang der Exportkorridore im Jahr 2003 aufgeteilt nach Gasen und Emissionsursachen dar. Hierbei zeigt sich, dass fast 70 % der Treibhausgasemissionen des Gastransports auf CO₂ entfallen, vor allem auf das Abgas der Gasturbinen, die zum Antrieb der Verdichter eingesetzt werden, sowie das

²⁴ Die dem Transit des Gases durch die Ukraine, die Slowakei und Tschechien bzw. Weißrussland und Polen zuzuordnenden Emissionen werden hier nicht im Detail dargestellt. Sie werden aber im nachfolgenden Kapitel in die Berechnung der indirekten Emissionen des auf den deutschen Markt gelieferten Gases mit einbezogen.

den zum selben Zweck eingesetzten Elektromotoren zuzuordnende CO₂ aus der russischen Stromerzeugung²⁵. Die CO₂-Emissionen aus entzündetem Gas bei Havarien fallen dagegen kaum ins Gewicht. Dies gilt ebenfalls für N₂O, das aus den Turbinenabgasen stammt bzw. dem Strombezug zuzuordnen ist und etwa 1 % der Treibhausgasemissionen der Exportkorridore ausmacht.

Knapp 31 % der Treibhausgasemissionen entfallen auf die Freisetzung von CH₄. Davon emittieren gut zwei Drittel aus Leckagen an Armaturen der Maschinen, der Kompressorstationen und der Schieberknoten an den Pipelines. Ein weiterer großer Block sind die Entspannungen (d.h. Ablassen des Gases an die Atmosphäre) von Hallen bzw. Pipelines zu Wartungs- und Reparaturzwecken, die – bei den verwendeten Worst-Case Annahmen – für gut 5 % der Treibhausgasemissionen der Exportkorridore verantwortlich sind. Weitere betriebstechnisch bedingte Emissionen stammen v.a. aus gasgeregelten Armaturen sowie den Sperrölsystemen (Wellenabdichtungen) der Verdichter. Zusätzlich entstehen durch Havarien CH₄-Verluste, wobei auch hier eine Worst-Case Abschätzung zugrunde gelegt wurde, die – aus Sicherheitsgründen – deutlich oberhalb der uns vorliegenden detaillierten Angaben zu den tatsächlichen Emissionen aus den Havarien der Jahre 2002 und 2003 liegt²⁶, sowie durch die Emissionen der dem mittleren Exportkorridor anteilig zugeordneten Speicher²⁷ und durch den Strombezug.

Aus den Gesamtemissionen der Exportkorridore wurden im letzten Schritt die dem Gasexport nach Deutschland zuzuordnenden Emissionen ermittelt. Dazu wurde der Anteil der für den Export der jährlich nach Deutschland importierten 31 Mrd. m³ Erdgas erforderlichen Transportleistung (einschließlich der erforderlichen Transportleistung für das Antriebsgas und die Emissionen) an der gesamten Transportleistung beider Exportkorridore bestimmt. Dieser beträgt etwa 13 % an der gesamten Transportleistung der Exportkorridore bzw. rd. 7 % an der gesamten Transportleistung der Gazprom. Die anteiligen Emissionen an der Förderung und Aufbereitung wurden analog bestimmt. Es wurde angenommen, dass alle für den Export benötigten Mengen einschließlich des Antriebsgases in Yamburg gefördert wurden.

5.2 CH₄-Emissionskennwerte

Die während der Messkampagne 2003 vom Wuppertal Institut und Max Planck Institut ermittelten Emissionen lassen sich auch als spezifische Kennwerte ausdrücken. Diese Kennwerte werden in der internationalen Literatur häufig zur Charakterisierung der Emissionssituation von Erdgassystemen verwendet (vgl. Altfeld 2000, IPCC 2000). Tabelle 6 gibt einen Überblick über die ermittelten spezifischen Emissionskennwerte im Vergleich zu den Ergebnissen der Messkampagne von Ruhrgas und Gazprom in den Jahren 1996/97. Im Bereich der Pipelines wurden demnach um etwa ein Fünftel gerin-

²⁵ Die Emissionskennwerte für den Stromeinsatz der Elektrotraktion wurden Gemis 4.12 entnommen.

²⁶ Mehrere aktuelle Publikationen der Gazprom weisen aus, dass in den letzten Jahren die Aktivitäten zur Früherkennung von Korrosionsschäden und damit zur Vorbeugung der Hauptursache von Havarien massiv ausgeweitet wurden (Dedeschko 2001, Iwanzow 2000, Iwanzow, Miroshnitschenko o.J.).

²⁷ Hier wurde als Worst-Case Abschätzung der Emissionen die obere Bandbreite der von der Internationalen Gas Union (IGU) und IPCC (2000) angesetzten Emissionsfaktoren für Untergrundspeicher angesetzt (vgl. Altfeld 2000).

gere Emissionen pro Kilometer Leitungslänge ermittelt. Dabei liegt der Kennwert für die Leckagen etwas niedriger als 1996 ermittelt. An den einzelnen Schieberknoten konnte eine deutlich reduzierte Anzahl von Leckagestellen gegenüber der Kampagne 1996/97 festgestellt werden. Hier haben sich offenbar die seitdem ergriffenen Maßnahmen, wie verbesserte Kontrollen, verbesserte Abdichtungen der Armaturen etc. emissionsmindernd ausgewirkt. Emissionserhöhend wirkt sich in der Hochrechnung dagegen die größere Dichte von Schieberknoten am Mittleren Korridor aus, die dort etwa doppelt so hoch ist wie am Nordkorridor bzw. wie in den Berechnungen von Dedikov et al. (1999) angenommen wurde.

Tabelle 6: CH₄-Emissionskennwerte für Pipelines, Kompressorstationen sowie Förderung und Aufbereitung – Vergleich der Ergebnisse der Messkampagnen 1996/97 und 2003

	Wuppertal Institut 2004	Dedikov et al. 1999
Pipelines		
Leckagen	2.425 m ³ /km*a	2.700 m ³ /km a
Havarien	284 m ³ /km*a	700 m ³ /km a
Reparaturen&Wartung	3.749 m ³ /km*a	4.800 m ³ /km a
Gesamt	6.458 m ³ /km*a	8.200 m ³ /km a
Förderung und Aufbereitung Yamburg		
Betriebstechnisch bedingte Emissionen *)	0,09 % der Förderung *)	0,04 % der Förderung *)
Leckagen	0,03 % der Förderung	0,02 % der Förderung
Gesamt	0,11 % der Förderung	0,06 % der Förderung
Kompressorstationen		
Leckagen	44.191 m ³ /MW a	
Betriebstechnisch bedingte Emissionen	5.227 m ³ /MW a	
Gesamt	49.418 m ³ /MW a	75.000 m ³ /MW a
*) Die Differenz in den Werten zwischen Dedikov und WI erklärt sich vor allem aus einer konservativen Einschätzung der Betriebsstunden der zentralen Fackel. Ein großer Teil der Emissionen werden über die Fackel geleitet, so dass sie planmäßig vollständig verbrannt werden. Allerdings ist die Verbrennung aufgrund z.T. widriger Wetterbedingungen nicht das ganze Jahr über gewährleistet, weshalb der Zahl von Dedikov et al. (1999) eine Verbrennungsrate von 70 % des an der Fackel anfallenden Gases zugrunde gelegt wurde. In (WI 2003) wurde dagegen in Anlehnung an Zittel (1997) als konservative Annahme eine Verbrennung von nur 33 % des Gases angenommen.		

Quelle: Messungen 1996/97: Dedikov et al. 1999, Messungen 2003 eigene Berechnungen, Wuppertal Institut 2003, 2004 (keine Messungen in Yamburg)

Im Bereich Förderung und Aufbereitung wurden keine neuen Messungen durchgeführt. Hier wurde auf die Ergebnisse der Messungen von Ruhrgas und LBST im Jahr 1997 in Yamburg zurückgegriffen, wobei eine vorsichtigere Einschätzung der Verbrennungsrate der zentralen Fackel zu einem mit 0,11 % der Fördermenge insgesamt höheren Emissionskennwert führt (vgl. Ramm 1997, Wuppertal Institut 2003).

An den Kompressorstationen wurden mit 49.400 m³ pro MW und Jahr deutlich geringere Emissionen festgestellt als 1996. Der Emissionsschwerpunkt lag hierbei auf den Leckagen, die fast 90 % der Gesamtemissionen der Kompressorstationen ausmachen und damit die betriebsbedingten Emissionen deutlich überwiegen. Bei den Messungen wurden vor allem an den Maschinen einer Halle²⁸ hohe Emissionen festgestellt. Die

²⁸ Halle 1 der Station Kazym in Westsibirien.

dort installierten älteren 6 MW-Maschinen weisen dabei einen erheblich höheren Emissionsfaktor als alle übrigen Maschinentypen auf. Dies ist einer der Gründe, warum diese Maschinen derzeit vorrangig ausgetauscht werden. Ohne diesen Maschinentyp würde für den mittleren Korridor ein Kennwert von ca. 12.000 m³ pro MW und Jahr für die Leckagen an den übrigen Maschinen ermittelt, der sehr gut mit kanadischen Messergebnissen am Mittleren Korridor übereinstimmt²⁹. Obwohl die stark emittierenden 6 MW-Maschinen auf dem mittleren Exportkorridor nicht und auf dem Nordkorridor nur mit knapp 20 % der installierten Maschinen vertreten sind, wurde hier vorsichtig mit dem hohen Emissionskennwert einschließlich der 6 MW-Maschinen gerechnet.

5.3 Spezifische Emissionen und Unsicherheitsanalyse

Da Messkampagnen im Regelfall nie alle potentiellen Emissionsquellen an allen Standorten erfassen können, verbleiben stets statistisch bedingte Unsicherheiten. Die zentralen Resultate der durchgeführten Unsicherheitsanalysen zu den Emissionsberechnungen werden in Abbildung 9 graphisch – in Form der Bandbreiten, innerhalb derer jeweils 66 % bzw. 95 % der zu erwartenden Ergebnisse liegen – dargestellt. D.h. es gibt eine hohe Wahrscheinlichkeit, dass die tatsächlichen Ergebnisse innerhalb der umrandeten Felder liegen (zu 66 %). Dass sie außerhalb der orange bzw. grau markierten Bereiche (95 % Konfidenzintervall) liegen, ist dagegen mit 95 %iger Sicherheit auszuschließen. Dabei werden die Unsicherheiten der CO₂-Emissionen, der CH₄-Emissionen sowie der gesamten Treibhausgasemissionen separat ausgewiesen.

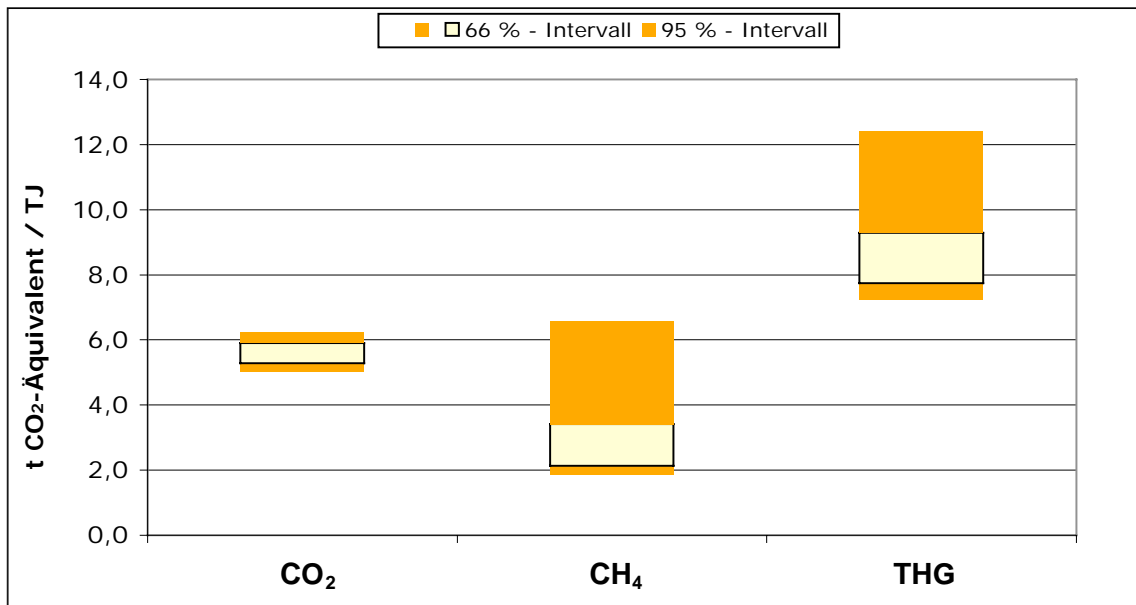
Fast zwei Drittel, d.h. ca. 5,6 t CO₂-Äquivalent/TJ der gesamten mit den russischen Gasexporten – von Yamburg bis zur russischen Westgrenze - verbundenen Treibhausgasemissionen aus Förderung, Aufbereitung, Transport und Untergrundspeicherung entfallen auf die CO₂-Emissionen³⁰. Hier halten sich die Unsicherheiten in engen Grenzen, mit 95 %iger Wahrscheinlichkeit liegen die CO₂-Emissionen zwischen 5,0 und 5,9 t/TJ.

Die CH₄-Emissionen sind mit 0,7 % des an die Westgrenze Russlands gelieferten Gases bzw. 3 t CO₂-Äquivalent/TJ nur für gut ein Drittel der Gesamtemissionen verantwortlich, allerdings sind hier die Unsicherheiten in der Emissionsbestimmung und Hochrechnung deutlich größer. Dabei ergibt sich für CH₄ eine typische „rechtsschiefe“ Verteilung, d.h. die große Mehrzahl der Werte liegt unterhalb des Mittelwerts, da dieser durch eine geringere Anzahl stärker nach oben abweichender Werte verschoben wird. Als Obergrenze des wahrscheinlichen Wertespektrums – unter Berücksichtigung aller Unsicherheiten – ergibt sich ein Emissionsfaktor von maximal 6,6 t CO₂-Äquivalent/TJ bzw. knapp 1,6 % des Gases für die CH₄-Emissionen des Gasexports (frei russischer Westgrenze). Es ist also aufgrund der hier durchgeführten umfangreichen statistischen

²⁹ Dieser Wert entspricht auch Messwerten, die im Jahr 2001 von der kanadischen Gasgesellschaft TransCanada im Rahmen eines Joint-Implementation Projektes zur Methanemissionsminderung an insgesamt mehr als 40 Maschinen von 2 Kompressorstationen des mittleren Korridors durchgeführt worden sind (vgl. Venugopal 2003).

³⁰ Hier sind auch die anteiligen Emissionen von Förderung und Aufbereitung enthalten. Daher ist die Gewichtung der Emissionen im Gesamtergebnis leicht verändert gegenüber den Detailergebnissen zu den Exportkorridoren wie sie in Abschnitt 5.1 wiedergegeben sind.

Fehleranalysen als gesichert anzusehen, dass die CH_4 -Emissionen unterhalb des Wertes von 1,6 % des an die Westgrenze gelieferten Erdgases liegen³¹.



Quelle: eigene Berechnungen Wuppertal Institut 2004 (Anteilig: Förderung und Aufbereitung, Exportkorridore und Untergrundspeicher, bezogen auf Lieferungen frei Westgrenze Russland)

Abbildung 9: Konfidenzintervalle der Treibhausgasemissionen des russischen Gasexports bis zur Westgrenze Russlands (Förderung in Yamburg)

In Bezug auf die Gesamtemissionen konnte gezeigt werden, dass die gesamten durch Förderung und Aufbereitung in Yamburg sowie die Untergrundspeicherung und den Erdgasferntransport bis zur Westgrenze Russlands bedingten Treibhausgasemissionen – d.h. die in CO_2 -Äquivalente umgerechneten Methanemissionen zuzüglich der CO_2 - und der umgerechneten N_2O -Emissionen der Turbinen und des Strombezugs – mit sehr großer Wahrscheinlichkeit zwischen 7,2 t CO_2 -Äquivalent/TJ und 12,4 t CO_2 -Äquivalent/TJ liegen. Als Mittelwert ergibt sich eine Größenordnung von 8,7 t CO_2 -Äquivalent pro TJ bezogen auf den unteren Heizwert des Erdgases. Damit liegen die direkten Treibhausgasemissionen bei der Verbrennung von Erdgas mit rd. 56 t CO_2 -Äquivalent/TJ um ein Vielfaches höher als die indirekten – mit der Bereitstellung des Erdgases in Russland verbundenen – Emissionen.

³¹ Da die Emissionsberechnung an vielen Stellen zusätzlich auf „Worst-Case“-Annahmen zurückgreift, ist zu erwarten, dass der wahre Wert tatsächlich deutlich niedriger liegt.

6 Die Treibhausgasemissionen fossiler Energieträger in Deutschland im Vergleich

Die Treibhausgasemissionen der fossilen Energieträger auf dem deutschen Markt setzen sich zusammen aus den direkten Emissionen die bei der Verbrennung entstehen und den indirekten Emissionen die durch die Bereitstellung der Energieträger frei deutsche Grenze bzw. frei Kunde in Deutschland entstehen. Während die direkten Emissionen weitestgehend durch die chemische Struktur des Brennstoffs vorbestimmt sind, können die indirekten Emissionen, je nach Herkunft des Energieträgers große Unterschiede aufweisen. Abbildung 10 greift dazu die in Kapitel 1 dargestellte Diskussion um die Klimaverträglichkeit fossiler Energieträger auf. Dort wurde bereits dargestellt, dass sich die aktuelle Diskussion dabei vor allem um die Frage der Größenordnung der in Russland entstehenden indirekten Emissionen des Gasbezuges dreht.

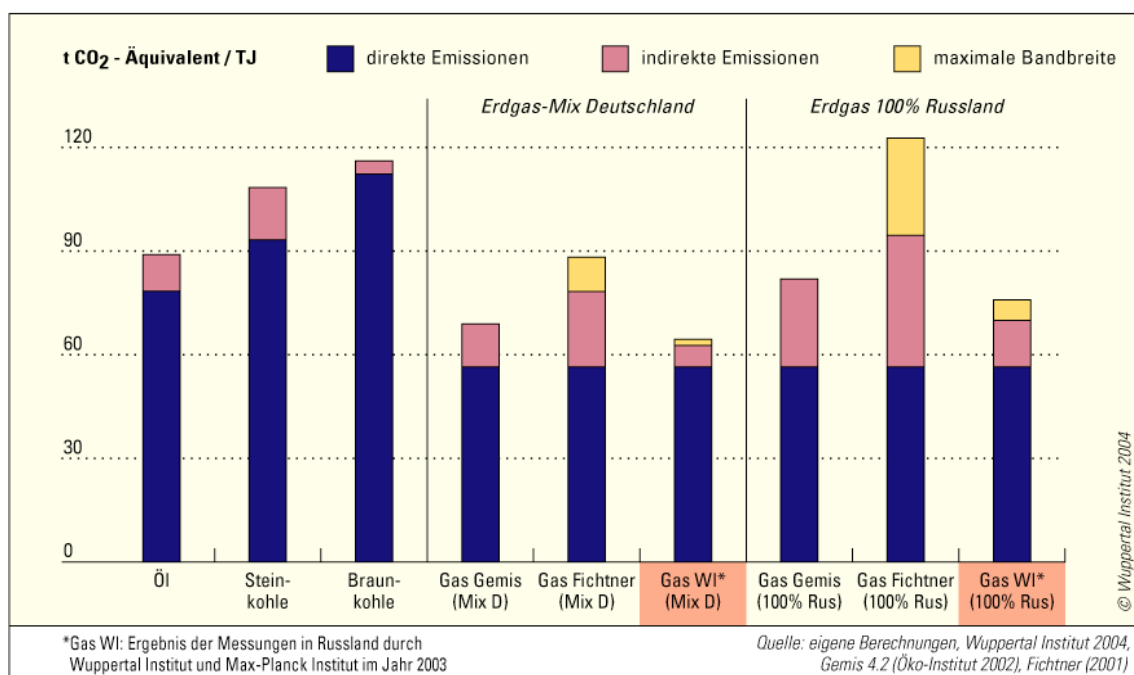


Abbildung 10: Direkte und indirekte Treibhausgasemissionen bei der Verbrennung fossiler Energieträger – Studienvergleich

Für Erdgas werden in der Abbildung drei verschiedene Studien verglichen. Dies sind zum einen die Werte einer aktuellen GEMIS-Version des Öko-Instituts (2002), zum zweiten die Zahlen der Fichtner-Studie von 2001 und schließlich die auf der Basis der in den voranstehenden Kapiteln dargestellten Messungen in Russland ermittelten Werte³². Verglichen wurden dabei sowohl die Ergebnisse für Erdgas, das zu 100 % aus Russland stammt, als auch für den Mix in Deutschland, der sich zu ca. 31 % aus

³² Dabei wurden zusätzlich zu den Emissionen von Förderung und Aufbereitung sowie Ferngastransport in Russland noch die Emissionen des Transits durch die Ukraine, die Slowakei und Tschechien bis nach Waidhaus (2.180 km) bzw. durch Weißrussland und Polen bis nach Frankfurt/Oder (1.240 km) hinzugerechnet. Die Emissionen dieser Pipelines und Kompressorstationen wurden mit den Kennwerten für das russische Exportnetz berechnet. Für den Transit durch die Ukraine wurden zusätzlich noch anteilige Emissionen der von Gazprom in der Westukraine genutzten Speicherkapazitäten von rd. 5 bis 7 Mrd. m³ eingerechnet.

russischem, sowie 25 % aus norwegischem, 19 % aus niederländischem, 18 % aus deutschem und rd. 7 % aus dänischem und britischem Erdgas zusammensetzt.

Die im Rahmen der aktuellen Kampagne durchgeführten Messungen und detaillierten Analysen zu den indirekten Emissionen des in Deutschland eingesetzten russischen Erdgases kommen zu einer Größenordnung der Treibhausgasemissionen von 13,4 t CO₂-Äquivalent/TJ. Die Bandbreite für diesen Wert liegt dabei zwischen 11,1 und 19,1 t CO₂-Äquivalent/TJ. Das heißt, selbst wenn das obere Ende der Unsicherheitsbandbreite zugrunde gelegt wird, kann aufgrund der hier vorgelegten Untersuchungsergebnisse davon ausgegangen werden, dass die indirekten Emissionen des russischen Erdgases günstiger eingeschätzt werden müssen, als dies in den aktuellen Gemis-Werten der Fall ist. Bezogen auf den Mittelwert ergibt sich eine Verringerung des Emissionskennwertes gegenüber Gemis um etwa 40 %³³.

Tabelle 7: Indirekte Treibhausgasemissionen des russischen Erdgases frei deutsche Grenze

	CO ₂ t/TJ	CH ₄ t/TJ	t CO ₂ -Äq./TJ *)	Gesamt **) t CO ₂ -Äq./TJ
untere Grenze	7,8	0,12	2,6	11,1
Mittelwert	8,7	0,20	4,3	13,4
Obere Grenze	9,7	0,46	9,7	19,1
Nachrichtlich: Gemis 4.2 ****)	13,6	0,39	8,2	22,8 ***)
*) Umrechnungsfaktor: 21; **) einschließlich der Emissionen von N ₂ O, Gesamtintervall ist kleiner als die Summe der einzelnen Unsicherheitsintervalle; ***) CH ₄ -Emissionen mit einem Treibhausgaspotential von 23 berechnet. (würde mit einem Faktor von 21 gerechnet, so ergäbe sich ein Wert von ca. 22,1 t/TJ); ****) Werte frei Kraftwerk				

Quellen: eigene Berechnungen, Wuppertal Institut 2004, Fritsche 2003

Bezogen auf den nach Deutschland gelieferten Erdgas-Mix der sich aus verschiedenen Quellen speist, beträgt der Emissionsfaktor für indirekte Emissionen der Bereitstellungskette unter Berücksichtigung unserer neuen Ergebnisse zur russischen Vorkette etwa 6,2 t CO₂-Äquivalent/TJ gegenüber einem Wert von rund 10 t/TJ bei Gemis. Der von uns bestätigte Emissionsfaktor liegt damit signifikant unter den Angaben in der Fichtner Studie (Fichtner 2001).

Im Vergleich mit den übrigen Energieträgern zeigt sich, dass die indirekten Emissionen des russischen Erdgases in ihrer Größenordnung zwischen den entsprechenden Kennwerten von in Deutschland genutzter Kohle bzw. Öl liegen. Bezogen auf den in Deutschland verwendeten Gasmix hat Erdgas, neben den geringsten direkten Emissionen, die zweitniedrigsten indirekten Emissionen nach der Braunkohle.

Nach den hier vorgelegten Messergebnissen ist die Summe der Treibhausgasemissionen im Mittel – bezogen auf den Energiegehalt der Energieträger – selbst bei zu 100 % aus Russland importiertem Erdgas um rd. 18 % geringer als bei Öl. Im Vergleich zur Steinkohle bzw. zur Braunkohle ergeben sich Vorteile von mehr als 30% bzw. 35 % zugunsten des russischen Erdgases. Wird realistischerweise der in Deutschland ver-

³³ Dabei ist zu beachten, dass Gemis die CH₄-Emissionen mit dem höheren Treibhausgaspotential von 23 einrechnet und außerdem noch die relativ geringen Emissionen der Verteilung in Deutschland berücksichtigt (je nach Anwendungsbereich ca. 0,3 bis 3,3 t/TJ).

wendete Gas-Mix zugrunde gelegt und berücksichtigt, dass Erdgas in den allermeisten Anwendungen höhere Wirkungsgrade als Kohle oder Öl erzielt, so ergibt sich aus Sicht der Treibhausbilanz ein noch wesentlich deutlicherer Vorsprung des Erdgases vor den anderen fossilen Energieträgern.

7 Zusammenfassung und Fazit

Hintergrund

Seit Anfang der 90er Jahre der anthropogene Treibhauseffekt als eines der zentralen Probleme der Weltgemeinschaft auf die energie- und umweltpolitische Tagesordnung gerückt ist, stellt sich unter anderem auch die Frage nach den Treibhausgasemissionen der russischen Gaswirtschaft. Für Deutschland und die EU ist diese Frage besonders im Zusammenhang mit der Klimaschutzstrategie relevant, die auch auf den Ausbau der Erdgasnutzung setzt. Sollte es sich herausstellen, dass die Emissionen des Transportenergieaufwandes für den Weg von Westsibirien sowie die CH₄-Emissionen der Leckagen die Vorteile des Erdgases bei den direkten Emissionen bei der Nutzung ganz oder zu großen Teilen wieder kompensieren, so wäre ein Ausbau der Erdgasnutzung als klimapolitische Strategie zumindest fragwürdig.

Neben einer russischen Worst-Case Abschätzung (Rabchuk et al. 1991), beruhten in der ersten Hälfte der 90er Jahre die meisten Äußerungen zu den Methan-Emissionen des russischen Erdgas-Exportsystems auf spekulativen Annahmen. Teilweise wurden von russischer Seite angegebene „Verluste“ – die als wesentlichen Anteil das als Antriebsenergie eingesetzte Gas mit berücksichtigen – irrtümlich mit CH₄-Emissionen gleichgesetzt. Dagegen emittiert das Gas nach seiner Nutzung in den Turbinen in Form von CO₂ und hat damit eine erheblich geringere Treibhausgaswirkung. (vgl. Dedikov et al. 1999)

Vor diesem Hintergrund wurden bereits Mitte der 90er Jahre Emissionsmessungen im Ferntransportnetz der Gazprom durchgeführt. 1995 von der US-Umweltbehörde (US-EPA) an vier Kompressorstationen in Zentral- und Südrussland³⁴ sowie 1996/97 von der Ruhrgas AG an 2 Kompressorstationen und den dazugehörigen Pipelineabschnitten in Westsibirien, an einem Pipelineabschnitt in der Wolgaregion und im Bereich der Förderung und Aufbreitung des Feldes in Yamburg (Obmündung), aus dem derzeit die nach Deutschland exportierten Gasmengen stammen.

Die amerikanisch-russischen bzw. deutsch-russischen Messungen kamen zu in der Größenordnung vergleichbaren Ergebnissen (Popov 2001). Beide Studien bezifferten die CH₄-Emissionen des russischen Ferntransportnetzes auf ca. 1 % des geförderten Erdgases. Die Messergebnisse legten damit deutlich geringere Emissionen nahe, als dies bisher vielfach angenommen worden war.

Allerdings wurden auch noch Zweifel an der Belastbarkeit der vorliegenden Messergebnisse geäußert. Die Hauptkritik lautete, dass die Messungen nur einen kleinen Teil des Gesamtsystems der Gazprom abdecken konnten und dass die Detailinformationen nur zum Teil publiziert waren und eine genaue Nachkontrolle der Ergebnisse daher nicht möglich sei³⁵. Zudem wurde eine genauere Fehleranalyse, eine Offenlegung der verwendeten Aktivitätsdaten und eine Bildung spezifischer Emissionsfaktoren für ein-

³⁴ Die detaillierten Ergebnisse dieser Messungen wurden nie offiziell veröffentlicht und können daher hier auch nicht zitiert werden.

³⁵ Diese Informationen sind grundsätzlich in internen Dokumentationen vorhanden (Ramm 1997, Kaesler, Ramm, Jansen, 1997) und wurden dem Wuppertal Institut für eine Evaluierung zur Verfügung gestellt (Wuppertal Institut 2003, Ergebnisse publiziert in: Lechtenböhmer u.a. 2003).

zelne Technikkomponenten gefordert (vgl. u.a. Popov 2001 sowie Wuppertal Institut 2003). Letztlich wurden zumindest die Ruhrgas-Ergebnisse dahingehend kritisiert, dass sie von der Gaswirtschaft selbst – ohne unabhängige Kontrolle – erstellt worden seien³⁶.

Neue unabhängige Messungen in Russland

Um diese Kritikpunkte aufzugreifen und die Kenntnisse über die Emissionssituation des russischen Gasexportnetzes substantiell zu verbessern, hat die Ruhrgas AG das Wuppertal Institut und das Max-Planck Institut für Chemie beauftragt, neue Messungen in Russland zu konzipieren, durchzuführen und die Ergebnisse hochzurechnen.

Zu diesem Zweck wurden von den Instituten mit technischer und logistischer Unterstützung durch Ruhrgas, Gazprom, das VNIIGaz-Institut sowie den jeweiligen Transportgesellschaften drei Messreisen nach Zentralrussland, Nordrussland und Westsibirien durchgeführt. Bei denen wurden Emissionsmessungen an fünf Kompressorstationen auf dem mittleren und dem nördlichen Exportkorridor, d.h. konkret an 50 Maschinen, 25 Schieberknoten sowie 2380 km der zugehörigen Pipelineabschnitte, durchgeführt. Dabei wurden auch umfangreiche Betriebsdaten der besuchten Stationen erfasst.

Zusätzlich wurden von Gazprom/VNIIGaz (2004) detaillierte Daten zu den Maschinen und Anlagenparks der Exportkorridore, zu Maschinenlaufzeiten, Emissionskennwerten, Reparaturen und Wartungen, Havarien etc. zur Verfügung gestellt, die für die differenzierte Hochrechnung der Ergebnisse gemäß internationaler Standards genutzt wurden.

Ergebnis

Insgesamt konnte durch die neuen Messungen und Berechnungen gezeigt werden, dass die CH₄-Emissionen des russischen Erdgasexportnetzes mit ca. 0,7 % des an der russischen Westgrenze ankommenden Erdgases eher noch unterhalb des Bereichs der von den vorhergehenden Messungen ermittelten Größenordnung liegen und sich die Emissionen in Teilbereichen aufgrund zahlreicher technischer und organisatorischer Maßnahmen der Gazprom seit Mitte der 90er Jahre zum Teil deutlich verringert haben. Hauptemissionsquellen sind dabei vor allem Leckagen bzw. technisch bedingte Freisetzungen an Maschinen und Armaturen der Kompressorstationen und – in geringerem Umfang – Leckagen an den Schiebern der Pipelines. Gasablassungen zu Wartungs- und Reparaturzwecken sowie Emissionen infolge von Havarien spielen eine geringere Rolle. Mit Hilfe der Monte-Carlo-Methode wurde der Vertrauensbereich des CH₄-Emissionskennwertes ermittelt. Demnach liegen die Emissionen mit 95 %iger Sicherheit in einem Bereich von 0,4 bis 1,6 % des exportierten Gases.

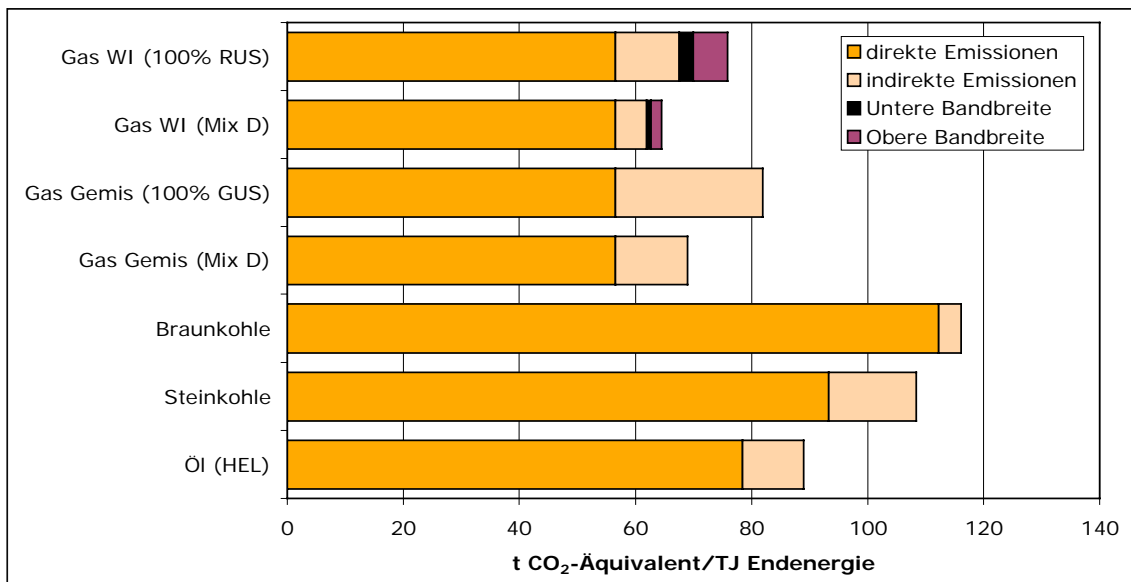
Bezogen auf Gaslieferungen nach Deutschland – d.h. unter Einbeziehung des Ferntransports außerhalb Russlands – ergibt sich ein Emissionskennwert von ca. 1 % des an die deutsche Ostgrenze gelieferten Erdgases mit einer Schwankungsbreite von 0,6 bis 2,4 %. Zusätzlich sind bei russischem Erdgas, wie bei Erdgas aus anderen Herkunftsgebieten, die – vergleichsweise geringen – Emissionen der Verteilung und Nutzung in Deutschland mit einzubeziehen.

³⁶ Dies trifft für die Messungen in Yamburg nicht zu, an denen Dr. Zittel von der Ludwig Bölkow Stiftung, München als unabhängiger Sachverständiger teilgenommen hat.

Entscheidend für die klimapolitische Bewertung sind aber nicht nur die Methanemissionen durch Leckagen und technisch bedingte Gasablassungen sondern vor allem die durch den für den langen Transport über rd. 4.300 km (Nordkorridor) bzw. ca. 5.500 km (mittlerer Korridor) von Westsibirien bis nach Deutschland benötigte Transportenergie³⁷. Die durch den Antriebsgasverbrauch der dafür eingesetzten Gasturbinen bzw. den Stromeinsatz der Elektromotoren entstehenden CO₂-Emissionen sind für insgesamt rd. zwei Drittel der gesamten – mit der Bereitstellung von russischem Erdgas für den deutschen Markt verbundenen – Treibhausgasemissionen verantwortlich und damit von doppelt so hoher Bedeutung wie die CH₄-Emissionen.

Fazit

Insgesamt liegen mit den Ergebnissen der im Jahr 2002 bis 2004 vom Wuppertal Institut zusammen mit dem Max-Planck Institut für Chemie durchgeführten Untersuchungen nun neue und qualitätsgesicherte Kenntnisse der Emissionen des russischen Gasexportsystems vor, die auf einer breiteren empirischen Grundlage beruhen. Diese Ergebnisse konnten nach internationalen Vorgaben des IPCC³⁸ sowie der US-Umweltbehörde ermittelt und technikspezifisch hochgerechnet werden. Auf der Basis umfangreicher Monte-Carlo Simulationsrechnungen ist eine methodisch und datentechnisch abgesicherte Aussage über die Wahrscheinlichkeit bzw. die Vertrauensbereiche der Ergebnisse möglich. Um die Sicherheit dieser Daten weiter zu steigern, sollten zukünftig weitere Emissionsmessungen am russischen Gasexportnetz durchgeführt werden. Dazu sollten zum Beispiel die Daten aus künftigen Joint-Implementation Projekten zur Treibhausgasemissionsminderung bei der Gazprom ausgewertet werden.



Quelle: Gemis 4.12 und eigene Berechnungen Wuppertal Institut, 2004

Abbildung 11: Treibhausgasemissionen von Energieträgern auf dem deutschen Markt im Vergleich

³⁷ Die Entfernungen sind hier jeweils einschließlich der Transitentfernungen außerhalb Russlands bis zur deutschen Grenze angegeben.

³⁸ Intergovernmental Panel on Climate Change

Die hier dargestellten Ergebnisse bestätigen die günstige Stellung des Erdgases in Bezug auf seine Treibhausgasemissionen auch für das aus Russland nach Deutschland bzw. in die EU importierte Erdgas (vgl. Abbildung 11). Die indirekten Treibhausgasemissionen des aus Russland importierten Erdgases sind zu zwei Dritteln auf CO₂ und nur zu etwa eine Drittel auf Methanemissionen zurück zu führen. Insgesamt liegen sie in etwa in derselben Größenordnung wie die von Öl und Steinkohle.

Insgesamt – bezogen auf die gesamten Treibhausemissionen der Energieträger – weist damit das in Deutschland genutzte Erdgas einen deutlichen Vorteil von mehr als 25 % gegenüber dem Öl als nächstfolgendem Energieträger auf. Selbst Erdgas, das zu 100 % aus Russland importiert wurde, weist auf Endenergieebene einen um rd. 18 % günstigeren Emissionskennwert auf als Öl. Werden hierzu noch die besseren Wirkungsgrade bei der Nutzung von Erdgas in der Raumheizung bzw. der Stromerzeugung hinzugerechnet, vergrößert sich der klimapolitische Vorsprung des Erdgases weiter.

Außerdem ist zu erwarten, dass die Emissionen des russischen Exportnetzes durch weitere Emissionsminderungsmaßnahmen bei der Gazprom – gefördert u.a. durch Joint-Implementation Projekte im Rahmen des Kyoto-Regimes der Klimarahmenkonvention – in Zukunft noch weiter zurück gehen werden. Gleichzeitig stellt die hier vorgenommene Untersuchung nur den Status-Quo dar. Etwaige zukünftige Veränderungen in der Förderstruktur bzw. in den Transportwegen wären hier für einen Ausblick ebenso zu berücksichtigen wie dynamische Veränderungen in den Prozessketten von Öl und Kohle.

Erdgas ist damit der fossile Energieträger mit den mit Abstand geringsten Treibhausgasemissionen. Die verstärkte Nutzung von Erdgas ist eine im Rahmen einer Klimaschutzstrategie schnell verfügbare Option zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen. Sie ist daher eine sinnvolle und notwendige Ergänzung einer klimapolitischen Kernstrategie, die auf die erheblich effizientere Nutzung aller Energieträger und auf den Umstieg auf erneuerbare Energien zielt.

8 Fotodokumentation



Foto 1:

Typischer Blick auf einen Anlagenkomplex einer Kompressorstation mit Kompressormaschinen (links), Gaskühlung (rechts) und Brenngasversorgung (vorne rechts). Kursk, Mai 2003



Foto 2:

Gasfilter einer Kompressorstation. Kursk, Mai 2003



Foto 3:

Schieberknoten an einer Pipeline, der alle 15 bis 30 km an den Ferngasleitungen installiert ist.



Foto 4:

Gaskühler einer Kompressorstation. Davidovskaja, Mai 2003.



Foto 5:
Screening von Ausbläsern. Davidovskaja Mai 2003



Foto 6:
Messung mittels Thermo-Anemometer.



Foto 7:
Screening von Armaturen mit Jansky Detektor.



Foto 8:
Screening von Armaturen mit GfG-Gerät.



Foto 9:

Volumenmessung an einer Brenngasversorgung in Kursk, Mai 2003.



Foto 10:

Volumenmessung an einer Armatur in Uchta, Juni 2003.



Foto 11:

Primärdatenerfassung durch das Messteam.



Foto 12:

Protokollüberprüfung durch das Messteam.



Foto 13:

Laser-Lecksuchgerät "AEROPOLSK-3" mit dem vom Hubschrauber aus erhöhte Methankonzentrationen erfasst werden.



Foto 14:

Laser-Lecksuchgerät "AEROPOLSK-3" im Hubschrauber installiert.



Foto 15:

Pipelinetrasse aus der Luft betrachtet während der Befliegung mit dem Hubschrauber zur Messung erhöhter Methankonzentrationen

9 Dokumentation der Ergebnisse

Die hier in kompakter Form dargestellten Messungen, Berechnungen und Ergebnisse wurden vollständig dokumentiert. Es wurde darauf geachtet, dass alle Daten über den gesamten Untersuchungsgang dokumentiert und auch im Nachhinein nachvollziehbar sind.

Da die Dokumentation aber umfangreiche und z.T. sehr detaillierte Betriebsangaben der Gazprom enthält, die von Gazprom als vertraulich eingestuft werden, ist sie nicht öffentlich verfügbar.

Die folgenden Dokumentationsberichte liegen vor:

Bericht 1: Dokumentation der Messungen

Bericht 2: Dokumentation der Messtechnik und Qualitätssicherung der Messungen

Bericht 3: Dokumentation der Rohdaten

Bericht 4: Statistische Auswertung der Messdaten

Bericht 5: Dokumentation der Betriebs- und Anlagenbestandsdaten

Bericht 6: Hochrechnungsmethodik und Monte-Carlo Methodik

Bericht 7: Qualitätssicherungskonzept und Projekthandbuch

Bericht 8: Beschreibung des Monte-Carlo Modells zur Unsicherheitsanalyse

Tabelle 8: Kennwerte zur Hochrechnung der Emissionen

Wirkungsgrade		
Gasturbinen	%	24 - 28
Elektromaschinen	%	88 - 92
Emissionsfaktoren des Strombezugs (Russisches Stromnetz nach Gemis)		
CO ₂	g/kWh	626,8
CH ₄	g/kWh	4,761
N ₂ O	g/kWh	0,027
Kennwerte für russisches Erdgas		
Energiegehalt bei 0°C (unterer Heizwert)	kWh/m ³	10,01
Normdichte bei 0°C	kg/m ³	0,73
CO ₂ -Äquivalenzfaktoren (bezogen auf 100 Jahre)		
CH ₄ (Methan)	kg CO ₂ -Äq./kg	21
N ₂ O (Lachgas)	kg CO ₂ -Äq./kg	310

Quellen: Wuppertal Institut 2003, Gazprom/VNIIgaz 2004, Öko-Institut 2002; IPCC 1995

10 Literatur

- Altfeld, K. (2000): Report of Study Group 8.1 – Methane Emissions Caused by the Gas Industry World-Wide. 21st World Gas Conference – June 6-9, 2000, Nice, France.
- Dedeschko (OAO Gazprom) (2001): Komplexe Diagnostik und Reparatur der Gasleitungen als Grundlage für die Erhöhung der Sicherheit des russischen Verbundnetzes. – 11. Internationales Arbeitstreffen „Diagnostik-2001“, Tunesien, April 2001. Referate von OAO Gazprom und Tochterunternehmen der OAO Gazprom OAO Orgenergogaz in der Plenarsitzung. Band 1. S. 9 – 20. Moskau 2001.
- Dedikov (1999): Dedikov, J. V. et al: Estimating Methane Releases from Natural Gas Production and Transmission in Russia, Atmospheric Environment, 1999
- DGMK (1992): Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdgas, Erdöl, Kohle ee. V. (DGMK), Ansatzpunkte und Potenziale zur Minderung des Treibhauseffektes aus Sicht der fossilen Energieträger, Forschungsbericht 448-2, DGMK, Hamburg, 1992
- Ewers, J. und Renzenbrink, W. (2002): Braunkohle – Jahresübersicht, BWK (54), Heft Nr. 4, 2002, S.48ff
- Fichtner (2001): Ganzheitliche Energie- und Emissionsbilanzierung von Heizsystemen, Medien Vertriebs- und Verlagsgesellschaft mbH, Düsseldorf, 2001
- Fritsche; Matthes (2001): Stellungnahme zu Ergebnissen der Studie „Ganzheitliche Energie- und Emissionsbilanzierung von Heizsystemen“. Öko-Institut (Institut für angewandte Ökologie e.V.), Freiburg/Darmstadt/Berlin
- Fritsche, Uwe R. (2003): Energiebilanzen und Treibhausgas-Emissionen für fossile Brennstoffketten und Stromerzeugungsprozesse in Deutschland für die Jahre 2000 und 2020; Bericht für den Rat für Nachhaltige Entwicklung; Öko-Institut (Institut für angewandte Ökologie e.V.), Darmstadt
- Gazprom/VNIIgaz (2000): Guidelines on volumetric measurements of methane emissions in JSC “Gazprom“ enterprises, Moscow
- Gazprom/VNIIgaz/Ruhrgas/WI/MPI (2003a): Technischer Bericht über die Ergebnisse der Untersuchungen und Messungen der Methanemissionen auf der Verdichterstation Dawy-dovskaja / Betriebsbereich Morschansk vom 13.05. bis 16.05.2003. interner Bericht
- Gazprom/VNIIgaz/Ruhrgas/WI/MPI (2003b): Technischer Bericht über die Ergebnisse der Untersuchungen und Messungen der Methanemissionen an der Verdichterhalle Kurskaja und auf dem Leitungsabschnitt der Leitung „Urengoi – Pomary – Ushgorod“ vom 18.05. bis 21.05.2003. interner Bericht
- Gazprom/VNIIgaz/Ruhrgas/WI/MPI (2003c): Technischer Bericht über die Ergebnisse der Untersuchungen und Messungen der Methanemissionen auf der Verdichterstation Nr. 10 Uchtinskaja und auf der Leitungstrasse im Betriebsbereich Sosnogorsk, OOO Severgazprom vom 03.06. bis 05.06.2003. interner Bericht
- Gazprom/VNIIgaz/Ruhrgas/WI/MPI (2003d): Technischer Bericht über die Ergebnisse der Untersuchungen und Messungen der Methanemissionen auf der Verdichterstation Nr. 15 Njuksenskaja im Betriebsbereich Njuksenitza und Leitungstrasse im Betriebsbereich Njuksenitza der OOO „Severgazprom“ vom 07. bis 11.06.2003. interner Bericht

- Gazprom/VNIIgaz (2004): Technisches Merkblatt. Zu den betriebstechnischen Daten im Rahmen des Projektes B8 „Bestimmung der Methanemissionen“. Signiert durch den stellvertretenden Chef des Departments für Gastransport, Unterirdische Speicher und Gasnutzung, der OAO Gazprom, W.M. Dedeschko 3.6.2004-06-09. Vertrauliche, unveröffentlichte Daten.
- GEMIS (1994, 1998 und 2002): Öko Institut, Gesamt Emissionsmodell Integrierter Systeme, Version 2.1 bis Version 4.13, Darmstadt, 1994-2002
- Greenpeace (2000): Russland: Öl- und Gaslecks abdichten – Atomkraftwerke abschalten! Ein Bericht von Greenpeace, Oganeg Targulian, Greenpeace Russland, Dr. Helmut Hirsch, wissenschaftlicher Berater, 2000
- GRI/US EPA (1996): Methane Emissions from the natural Gas industry. GRI/US EPA, Report No. EPA-600/R-96-080.
- IPCC (1995): IPCC/Second Assessment. Report (SAR). "Climate Change 1995". Cambridge University Press, UK
- IPCC (Hg.) [Intergovernmental Panel on Climate Change] (1996): IPCC Guidelines for National Greenhouse Inventories: Workbook, New York
- IPCC (2000): IPCC-Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Inventories.
- IPCC (2001): IPCC Third Assessment Report (TAR) "Climate Change 2001". Cambridge University Press.
- Iwanzow (Rosneftgazstroj) (2000): Die Einschätzung der Sicherheit der Ferngasleitungen. „Gazowaja promyschlennost“, Heft 11, 2000.
- Iwanzow, O.M. (Rosneftegazstroj), Miroshnitschenko, B.I. (Spezneftegaz), Palej, L.A. (Außenhandels Assoziation Lincon): Neue Technologien der Reparatur von Rohrleitungen. Energieversorgungssicherheit.
- Kaesler/Ramm/Jansen (1997): Bericht über die Messkampagnen an Leitungen der Wolgotransgaz. Unveröffentlichter Bericht. Dorsten.
- Krylow (2001): Schätzungen der Emissionen von CO₂ und Methan in die Atmosphäre bei der Erzeugung von Elektroenergie in den mit Erdgas betriebenen Wärmekraftwerke in Russland („Gasförderung - Gasverbrauch in den Wärmekraftwerken“), internationales Zentrum für Umweltsicherheit des Ministeriums für Atomenergie der Russischen Föderation. Moskau
- Lechtenböhrmer, S., Fishedick, M., Dienst, C. u. Hanke, T. (2003): GHG-emissions of the natural gas life cycle compared to other fossil fuels (in Europe). In: 3rd International Methane & Nitrous Oxide Mitigation Conference, Beijing, China November 17th-21th 2003. - Beijing, 2003, S. 790-798.
- Matthes (1993): Erdgas und Braunkohle – Diskussionsstand zu den Treibhausgas-Emissionen in der Prozesskette. Kurzgutachten im Auftrag der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umweltschutz Berlin.
- Popov (2001): Estimating Methane Emissions From the Russian Natural Gas Sector. Advanced international Studies Unit, Pacific Northwest national Laboratory operated by Battelle. Prepared with support from the U.S. Departement of Energy. PNNL-1342.
- Rabchuk et al., (1991); A study of methane leakage in the soviet natural gas supply system, Prepared for Battelle Pacific Northwest Laboratory, Siberian Energy Institute, Irkutsk 1991.

- Ramm (1997): Abschätzung der Emissionen im Transportsystem der RAO Gazprom. – Messkampagne auf den Verdichterstationen Kazym und Oberkazym der Tjumentransgaz. – Unveröffentlichter Bericht. Dorsten.
- Ruhrgas AG (1998): Abschätzung der Methanfreisetzung bei der Gasförderung der RAO Gazprom in Westsibirien. – Messkampagne auf den Gasförder- und Aufbereitungsanlagen der „Jamburggazdabuitscha“. Unveröffentlichter Bericht. Dorsten.
- Umweltbundesamt (2003): Emissionsfaktoren (EF) für CO₂ in Deutschland. www.umweltdaten.de/luft/emissionen/bericht/aktuelle-daten/schadstoffe/co2/CO2_0401.pdf
- US EPA/Gazprom (1996): Methane Leak Measurement at Selected Natural Gas Pipeline Compressor Stations in Russia. – Draft-Version.
- Venugopal, S. (2003): Potential Methane Emissions Reductions and Carbon Offset Opportunities in Russia, In: 3rd International Methane & Nitrous Oxide Mitigation Conference, Beijing, China November 17th-21th 2003. - Beijing, 2003, S. 906-913.
- Wuppertal Institut (2003): Klimarelevanz von Erdgas im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern - Endbericht Phase I. Studie im Auftrag der Ruhrgas AG. Unveröffentlichter Bericht.
- Zittel, W. (1997): Untersuchung zum Kenntnisstand über Methanemissionen beim Export von Erdgas aus Russland nach Deutschland, Endbericht, Ludwig Bölkow Systemtechnik, Ottobrunn, 1997

Wir möchten uns bei den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der E.ON Ruhrgas, der Gazprom, des VNIIGaz-Instituts sowie der fünf von uns besuchten Kompressorstationen für die umfangreiche Unterstützung bei der Durchführung und Organisation der Messkampagne und der anschließenden Auswertungen bedanken. Ohne ihren professionellen Einsatz und ihr großes Engagement wären die hier vorgestellten Untersuchungen nicht durchführbar gewesen!

